

DeepDive: Rechenzentrum Strom

DCE academy | Bernd Steinkühler | Correct Power Institute

Das CPI Team



CPI_Master_Final

Correct Power Institute GmbH
Technologiezentrum Ruhr
Konrad Zuse Str. 18
D-44801 Bochum



Correct Power Institute GmbH

Technologie Zentrum Ruhr
Konrad-Zuse-Str. 1
44801 Bochum

Office: +49 234 - 609 30 898
mail@cp-institute.de



Normenstruktur

DIN VDE: Elektrotechnische Normen mit sicherheitsrelevanten bzw. EMV-spezifischen Festlegungen (elektromagnetische Verträglichkeit) werden im DIN-Normenwerk als DIN-Normen mit VDE Klassifikation bezeichnet.

DIN IEC: Deutsche Ausgabe einer internationalen Norm, die von der internationalen Normungsorganisation IEC herausgegeben wurde und die unverändert in das Deutsche Normenwerk übernommen wurde.

DIN EN: Deutsche Ausgabe einer Europäischen Norm, die unverändert von allen Mitgliedern der europäischen Normungsorganisationen CEN/CENELEC/ETSI übernommen wurde.

DIN EN IEC 6XXXX: Deutsche Ausgabe einer Europäischen Norm, die von der internationalen Normungsorganisation IEC herausgegeben wurde und die unverändert von allen Mitgliedern der europäischen Normungsorganisationen übernommen wurde. Änderungen (Common Modification) zu IEC-Normen werden in Europa und Deutschland als A1x übernommen und veröffentlicht.

DIN AR: VDE-Anwendungsregeln sind Handlungsempfehlungen, die den Stand der Technik und ein Mindestniveau an Sicherheit definieren und helfen, die europäische und internationale Normungsarbeit vorzubereiten.

Welche Rechenzentrums-Normen sind für den Strom relevant

DIN EN 50600-2-2 Stromversorgung

DIN EN 50600-4-1 Überblick über und allgemeine Anforderungen Leistungskennzahlen

DIN EN 50600-4-2 Kennzahl zur eingesetzten Energie

DIN EN 50600-4-3 Anteil erneuerbarer Energie

DIN EN 50600-4-6 Faktor der Energiewiederverwendung

DIN EN 50600-4-7 Wirkungsgrad der Kühlung (CER)

DIN EN 50600-4-8 Effektivität der Vermeidung von CO₂-Emissionen;

DIN EN 50600-4-9 Effektivität der Wasserverwendung;

DIN ISO/IEC 30134-5 IT Geräte Auslastung von Servern

DIN ISO/IEC 30134-4 IT-Geräte Energieeffizienz von Servern

DIN CLC/TS 50600-5-1 Reifegradmodell für Energiemanagement und Umweltverträglichkeit

DIN EN 50310 Telekommunikationstechnische Potentialausgleichsanlagen für Gebäude und andere Strukturen

EU-Richtlinie:

DIN CLC/TR 50600-99-1 Empfohlene Praktiken für das Energiemanagement



Welches Gesetz ist für Rechenzentren relevant?



Bundesgesetzblatt

Teil I

2023

Ausgegeben zu Bonn am 17. November 2023

Nr. 309

**Gesetz
zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Änderung des
Energiedienstleistungsgesetzes**

Vom 13. November 2023

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

Artikel 1

**Gesetz
zur Steigerung der Energieeffizienz in Deutschland
(Energieeffizienzgesetz – EnEfG)¹**

Durchgängige Lösungen für die Energieverteilung

DIN EN 50600-4-2

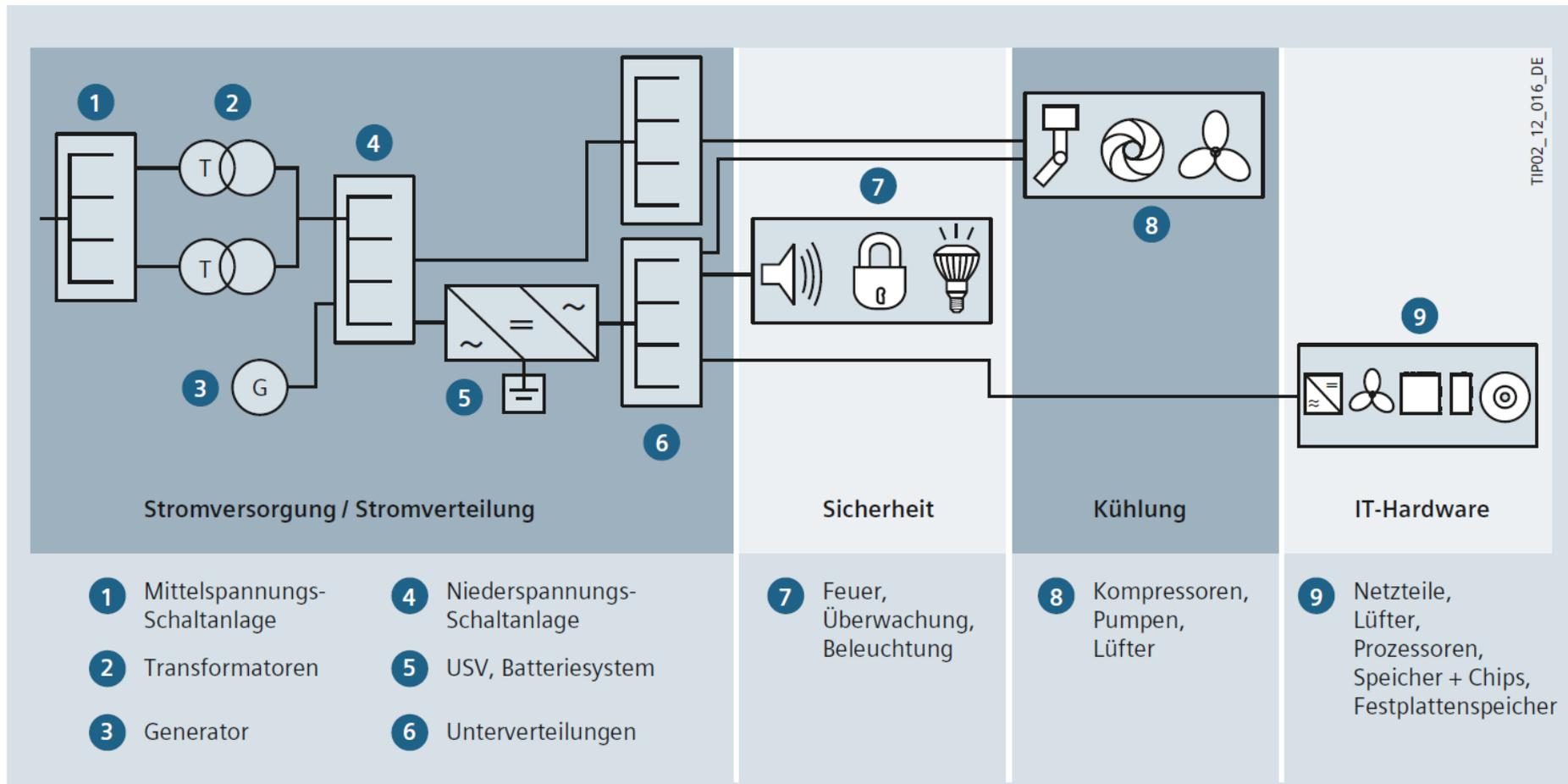
DIN EN 50600-4-3

DIN EN 50600-4-1



Versorgungsstrukturen

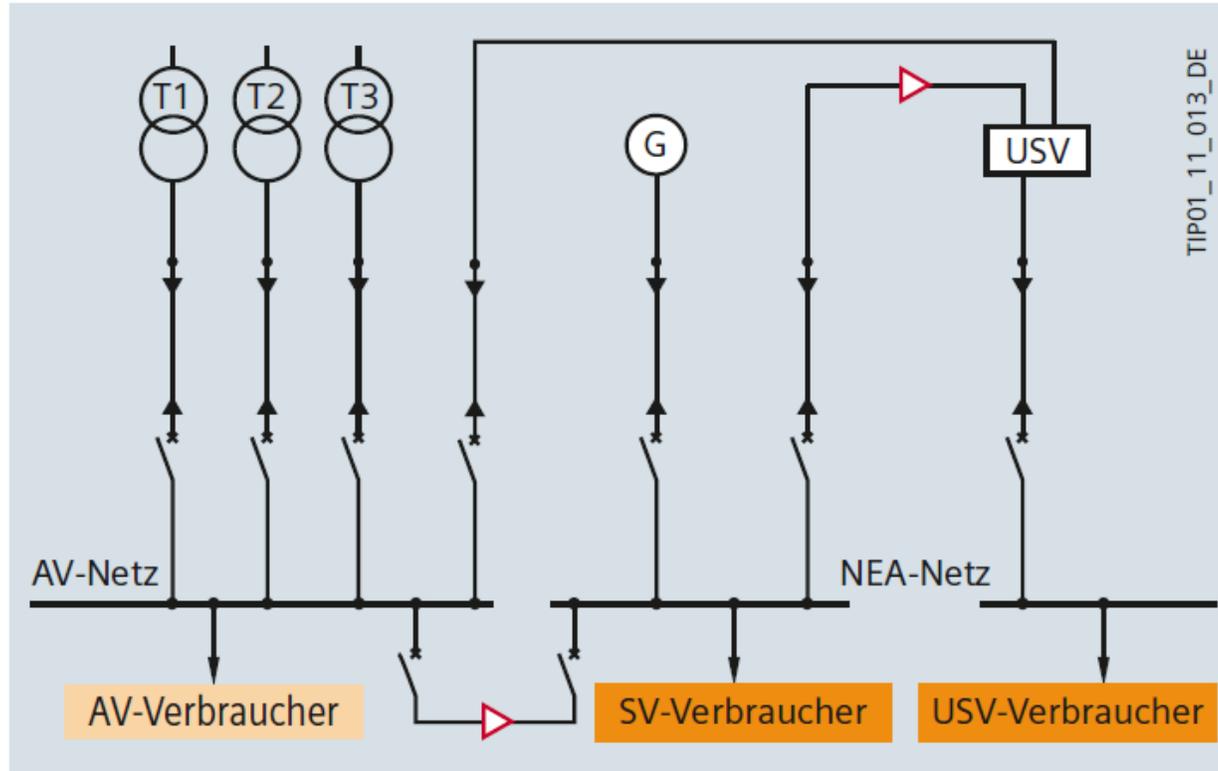
Komponenten der Stromverteilung im Rechenzentrum



Art der Einspeisung

Art	Beispiel
Allgemeine Stromversorgung	Versorgung aller im Gebäude vorhandenen Anlagen und Verbraucher
Sicherheitsstromversorgung	Versorgung von Anlagen, die im Gefahrenfall Personen schützen, zum Beispiel:
	• Leitwarte, Kontrollsysteme
	• Feuerwehraufzüge
Unterbrechungsfreie Stromversorgung	Versorgung empfindlicher Verbraucher, die bei Ausfall/Störung der AV unterbrechungsfrei weiterbetrieben werden müssen, zum Beispiel:
	• Tunnelbeleuchtung
	• Server/Rechner
	• Kommunikationstechnik

Versorgungsstruktur entsprechend der Art der Einspeisung



Netzformen



Netzsysteme

Kennbuchstabe	Bedeutung Französisch	Bedeutung Englisch/Deutsch
T	terre	earth / Erde
I	isolé	isolated / isoliert
N	neutre	neutral / neutral
S	séparé	separated / getrennt
C	combiné	combined / kombiniert

Die Bezeichnung der Netzform wird folgendermaßen aus den Kennbuchstaben aufgebaut:

erster Buchstabe: kennzeichnet die Erdungsbedingung der speisenden Stromquelle	T	Stromquelle direkt geerdet
	I	Isolierung aktiver Teile von Erde oder Verbindung mit Erde über Impedanz
zweiter Buchstabe: kennzeichnet die Erdungsbedingung leitfähiger Körper der elektrischen Anlage	T	leitfähige Körper einzeln, in Gruppen oder gemeinsam mit Erde verbunden
	N	leitfähige Körper über Schutzleiter direkt mit dem geerdeten Punkt der elektrischen Anlage verbunden
weitere Buchstaben: kennzeichnen die Anordnung des Neutralleiters N und des Schutzleiters PE im TN-Netz.	S	Neutralleiter und Schutzleiter sind als getrennte Leiter verlegt
	C	Neutralleiter und Schutzleiter sind kombiniert in einem Leiter (PEN) verlegt



TN-S System

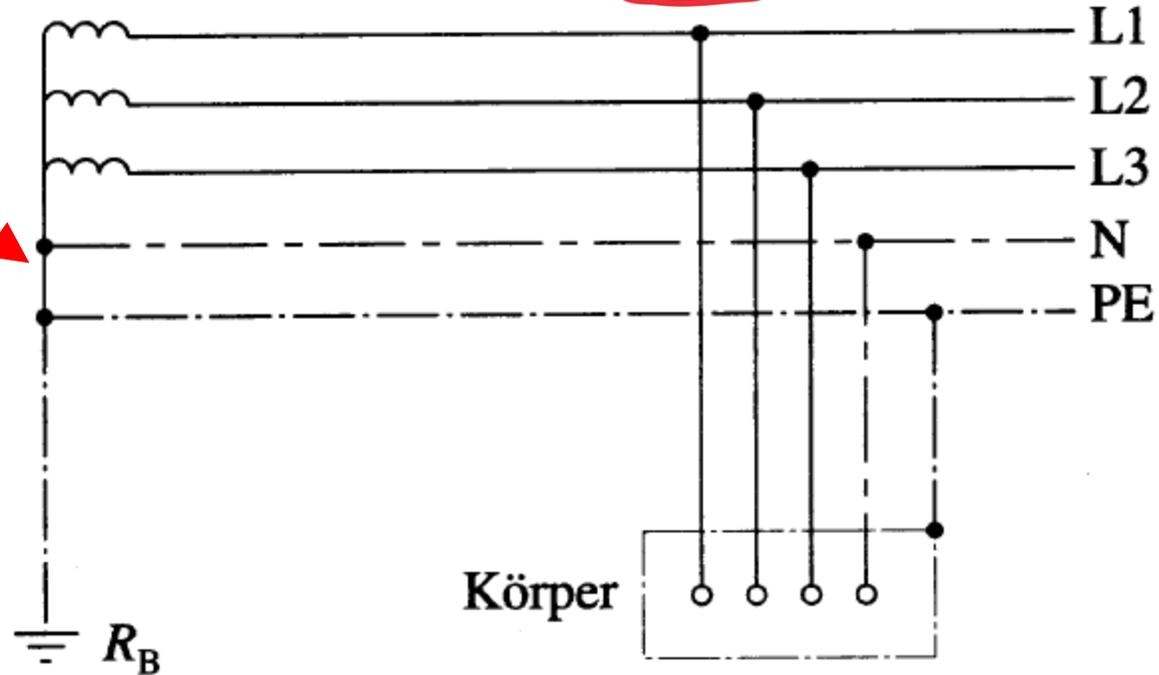
Dieser Strom wird von einem Messgerät überwacht



Maximaler Strom am ZEP:

0,5% vom maximalen Arbeitsstrom

0,3% vom maximalen Arbeitsstrom (BSI-100)



Beispiel: Arbeitsstrom 1000A | Grenzwert ZEP: 5A

Grenzwerte vom TN-S System (Überwachung)

Merkmale TN-S System

Im TN-S-System ist der Sternpunkt des Spannungserzeugers direkt geerdet (Betriebserder).

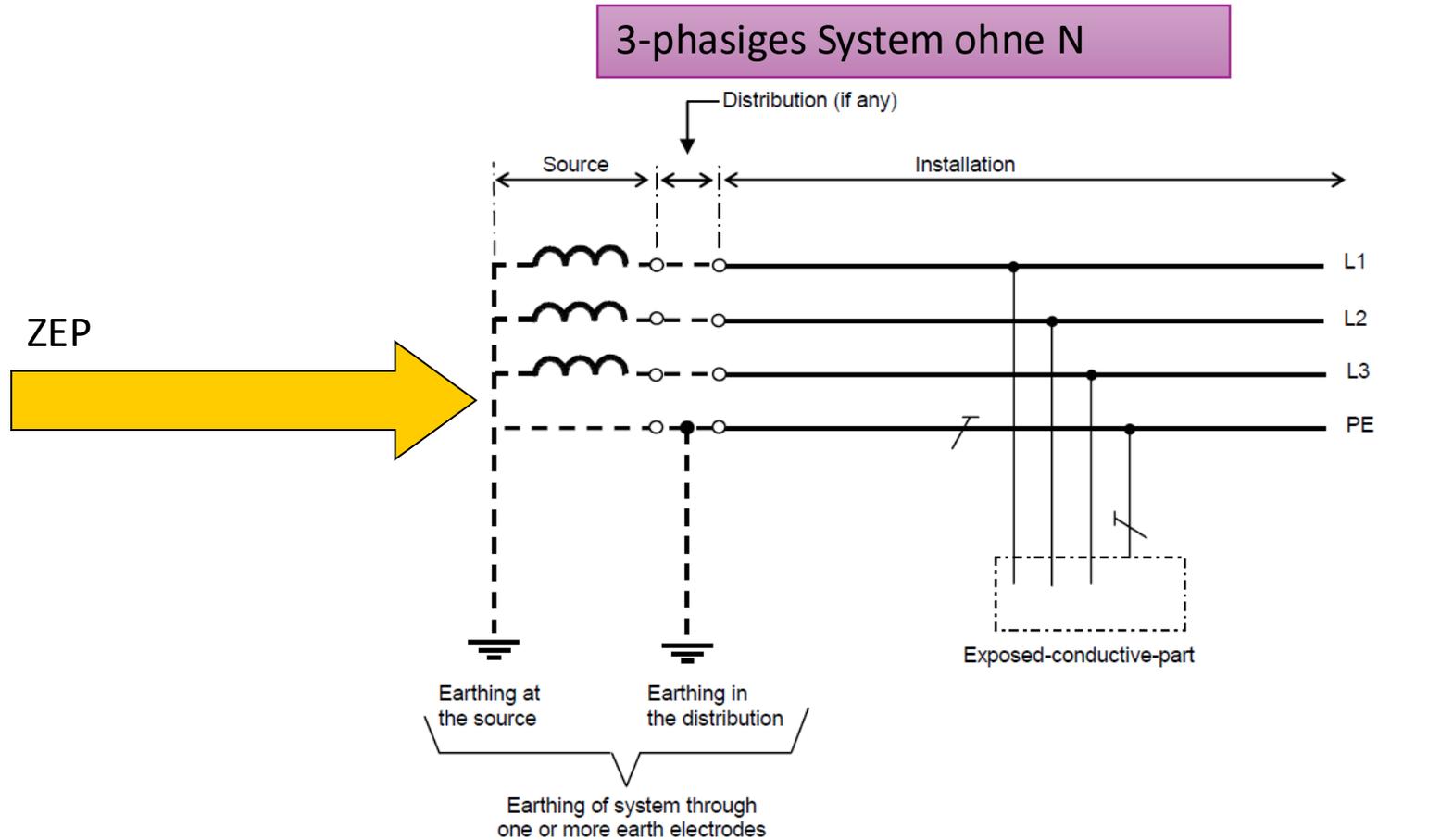
Leitfähige Körper werden über eine definierte Verbindung mit dem Sternpunkt der Quelle verbunden.

- Im gesamten Netz wird der Schutzleiter getrennt vom Neutraleiter verlegt.
- Es existiert für jedes Teilnetz nur ein zentraler Erdungspunkt (ZEP), wo die Aufteilungsbrücke von PEN auf PE+N erfolgt.
- Im weiteren Verlauf darf N+PE nicht mehr verbunden werden.
- Das gesamte System ist somit von der Hauptverteilung bis zum Verbraucher als 5-Leiter-Netz aufzubauen.

Vorteile:

- Ein Körperschluss wird zu einem Kurzschluss mit entsprechend hohem Fehlerstrom.
- Einfache Schutzeinrichtungen wie Sicherungen oder Leistungsschalter können die Aufgabe übernehmen, das fehlerhafte Betriebsmittel abzuschalten.
- Durch die Trennung PE/N im gesamten System ist sichergestellt, dass keine vagabundierenden Ströme über Gebäudekonstruktion oder Schirme von Leitern fließen, welche zu Störungen in den informationstechnischen Anlagen führen sowie Korrosion verursachen können.

TN-S System nach IEC 60364-1 IEC:2005

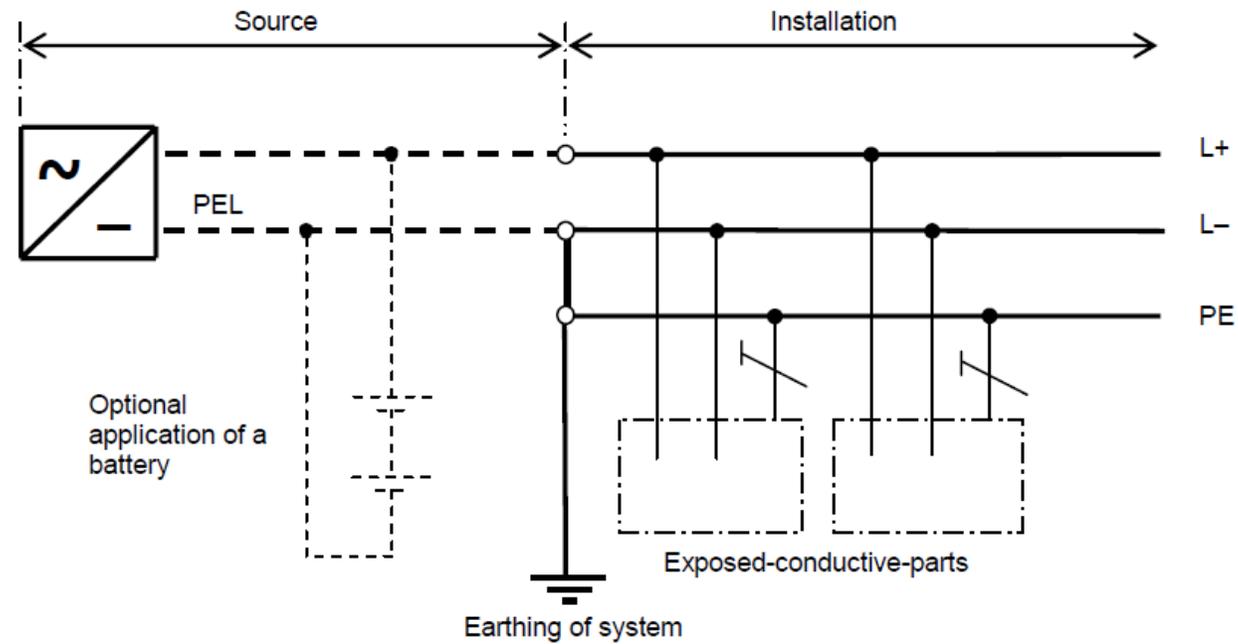


NOTE Additional earthing of the PE in the installation may be provided.

Figure 31A3 – TN-S system with earthed protective conductor and no distributed neutral conductor throughout the system

TN-S System nach IEC 60364-1 IEC:2005 DC Systeme (24V, 48V, 70V...)

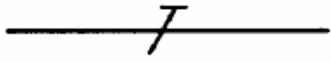
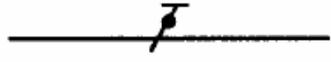
Type a)



IEC 2282/05

NOTE 1 Additional earthing of the PE in the installation may be provided.

TN-S System

Explanation of symbols for Figures 31A1 to 31M according to IEC 60617-11	
	Neutral conductor (N); mid-point conductor (M)
	Protective conductor (PE)
	Combined protective and neutral conductor (PEN)

Nachteile:

Es werden im gesamten System 5 Leiter benötigt.

- Bei Verbindung von Teilnetzen ist ein Netzparallelbetrieb nicht zulässig.
- Die Teilnetze **müssen durch 4-polige Schaltgeräte** getrennt sein.
 - Überspannung beachten: $U = L \cdot \frac{di}{dt}$
- Häufig werden versehentlich Verbindungen zwischen PE+N im weiteren Verlauf des Netzes eingebaut.



Das TN-S Netz

Erwähnt werden muss noch, dass nach DIN VDE 0100-444 in Gebäuden mit informationstechnischer Nutzung ein PEN-Leiter innerhalb des Gebäudes nicht erlaubt ist, und nach DIN VDE 0165-1 sind alle drei Leiter (PEN, PEL, PEM Leiter) in Bereiche, wo explosive Atmosphäre entstehen kann, ebenfalls verboten.

PEL- und PEM-Leiter kommen in der Regel in Gleichstromsystemen vor.

Der PEN-Leiter darf nicht geschaltet werden!

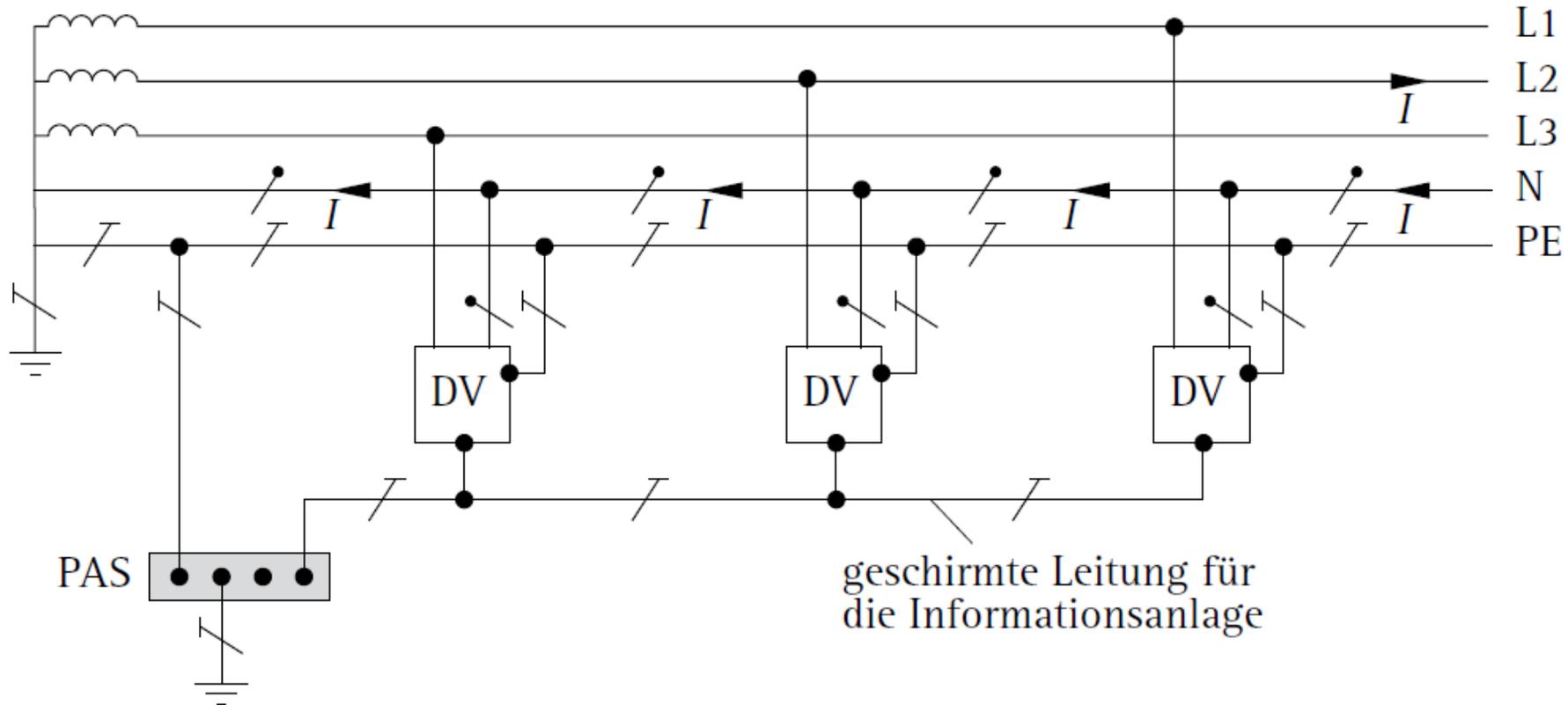


PEL = PE Leiter mit Außenleiterfunktion
PEM = PE Leiter mit Mittelpunktleiterfunktion

TN-S Netz und 4-polige Schalter

- In Deutschland ist es nicht üblich, den N-Leiter zu schalten. Der N-Leiter ist in Deutschland „wirksam geerdet“ und bedarf demzufolge keiner allpoligen Schaltung (VDE 100-460).
- In Frankreich wird das TN-S System als TT-System betrachtet (weil es u.a. nicht wirksam geerdet ist, hochohmig); im TT-System muss es allpolig geschaltet werden. Dies ist der Grund, warum in Frankreich allpolig geschaltet wird.
- Um Überspannungen bei den allpoligen Schaltheandlungen zu vermeiden, sind gemäß VDE Teil 443 Schaltüberspannungsableiter (hat nichts mit den Blitzschutzableitern zu tun) einzusetzen (VDE Teil 100-443 Teil 4-44: Schutzmaßnahmen – Schutz bei Störspannungen und elektromagnetischen Störgrößen – Abschnitt 443: Schutz bei transienten Überspannungen infolge atmosphärischer Einflüsse oder von **Schaltvorgängen**).
- Die notwendigen Betriebsmittel sind in der VDE 100-Teil 534 (Aufnahme einen neuen Abschnittes mit Vorgaben zum wirksamen Schutzbereich von Überspannung-Schutzeinrichtungen (SPDs) (= Abstand zwischen Überspannung-Schutzeinrichtung (SPD) und zu schützendem Betriebsmittel)) beschrieben.

TN-S-System mit fremdspannungsarmer Erde und fremdspannungsarmem Potentialausgleich



Da ohne einen PEN-Leiter kein betriebsbedingter Strom über Schutz- und Potentialausgleichsleiter fließt, spricht man von einem „fremdspannungsarmen Potentialausgleich“

VDE 100-444 und das EMV Gesetz

Die EMV Norm VDE 0100-444 entwickelte sich im Bereich von VDE 0100 zu einem Sammelbecken für Maßnahmen, um eine ausreichende EMV innerhalb eines Gebäudes zu gewährleisten. Bereits im Anwendungsbereich dieser Norm (Abschnitt 444.1) findet man folgende Aussage:

- *„Die Anwendung der von dieser Norm beschriebenen EMV-Maßnahmen kann als ein Teil der anerkannten Regeln der Technik gesehen werden, um elektromagnetische Verträglichkeit der ortsfesten Anlagen zu erreichen, wie durch die EMV-Richtlinie 2014/30/EU gefordert.“*

Die erwähnte europäische EMV-Richtlinie entspricht in Deutschland dem EMV Gesetz (EMVG).

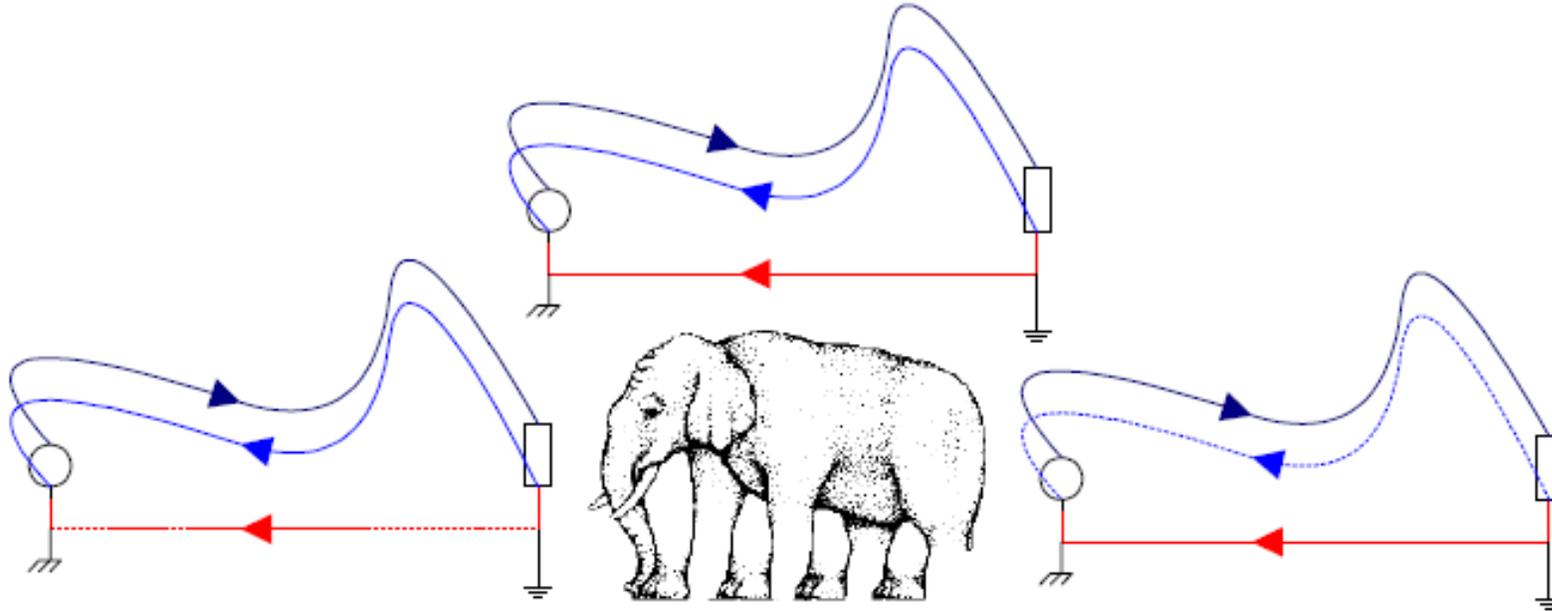
Die Aussage ist also, dass die Anforderungen dieses Gesetzes bezüglich der elektrischen Anlage ganz oder teilweise durch Berücksichtigung der Anforderungen dieser Norm erfüllt werden müssen. Und im nachfolgenden Abschnitt 444.4 (Reduzierung elektromagnetischer Störungen) heißt es in wünschenswerter Deutlichkeit:

- *„Die Planer und Errichter der elektrischen Anlage müssen die nachfolgend beschriebenen Maßnahmen zur Reduzierung der elektrischen und magnetischen Störungen auf elektrische Betriebsmittel berücksichtigen.“*

In einer Anmerkung der VDE 0100-444 wird zusätzlich darauf hingewiesen, dass es sinnvoll ist, die Wirksamkeit des TN-S-Systems durch die Verwendung einer Differenzstrom Überwachungseinrichtung (RCM) nach DIN EN 62020 (VDE 0663) auf Dauer sicherzustellen.

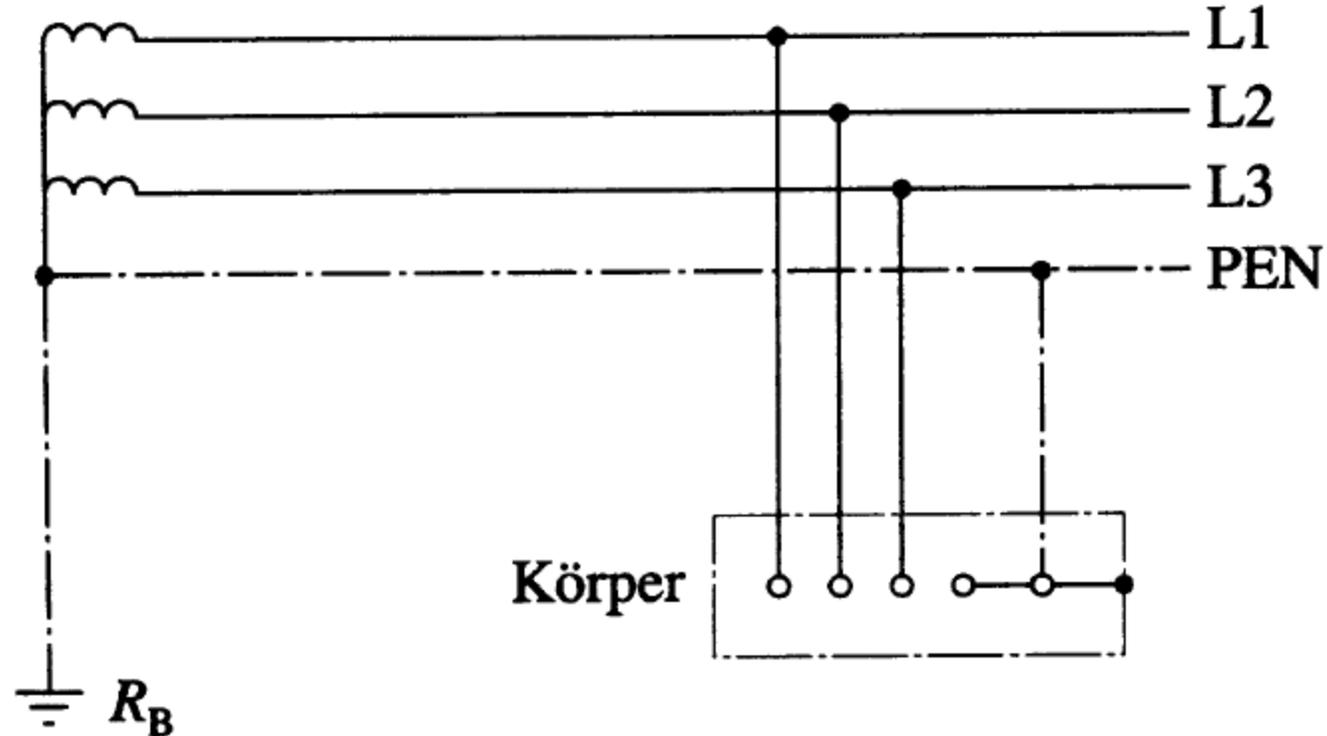
Merke für das TN-S Netz

What path will the return current follow?



- **Currents always take the path of least ...**
 - Distance? Resistance? **Impedance!!!**

TN-C System



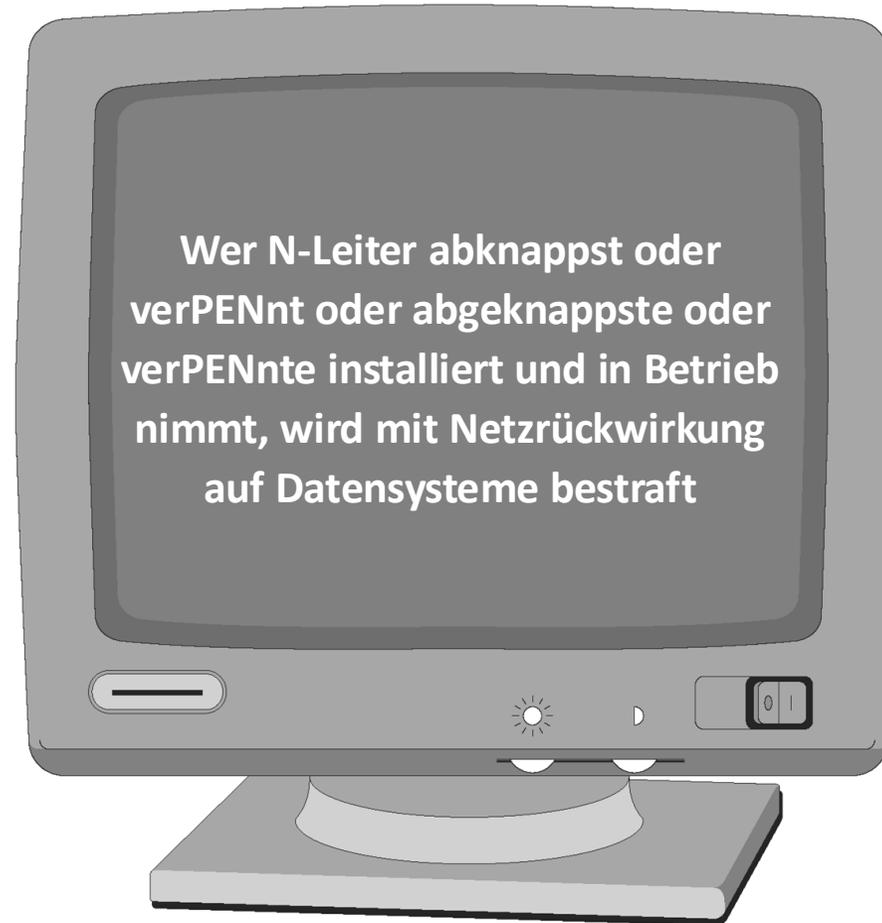
Durch den gemeinsam verlegten PE+N in Form eines PEN-Leiters im gesamten Netz ergeben sich unerwünschte Effekte und gefährliche Folgeschäden, die durch vagabundierende Ströme hervorgerufen werden. Diese belasten elektrische sowie metallische mechanische Systeme.

- Beispiele für dadurch entstehende Schäden sind Korrosion an der Gebäudekonstruktion, Belastung und mögliche Entflammung von Schirmen von Datenleitungen, Beeinflussung und Verstümmelung von Datenpaketen durch Induktion etc.

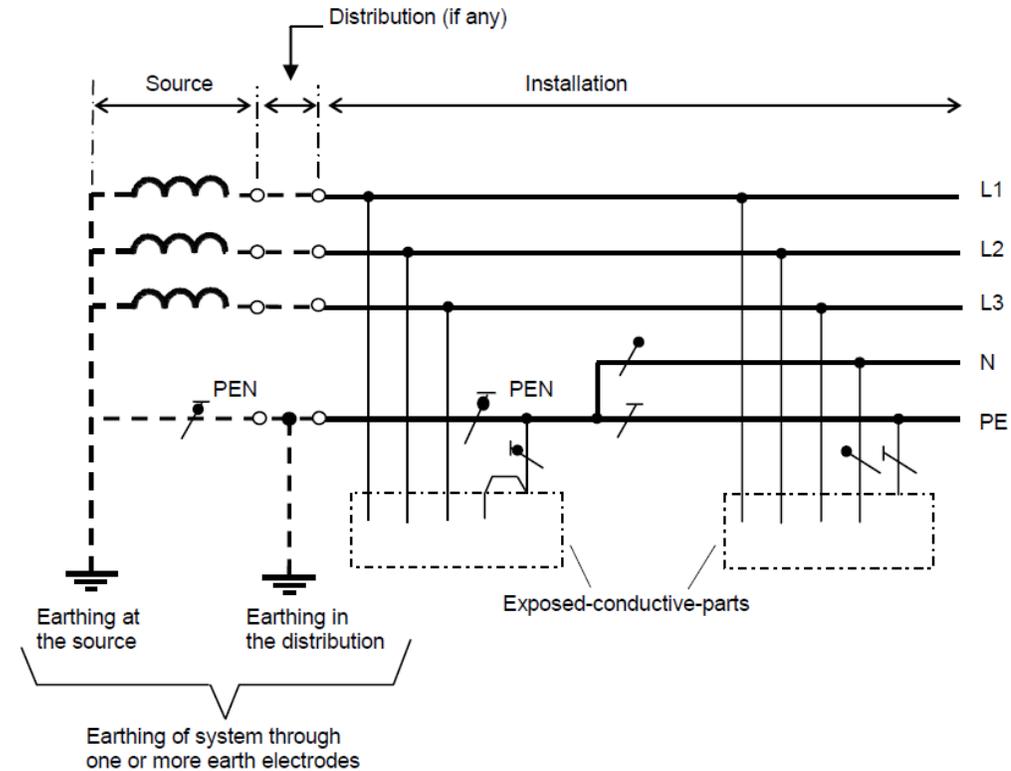
TN-C System

Im TN-C System:

magnetische
Streifelder und
ihre Effekte



TN-C-S System im Gebäude

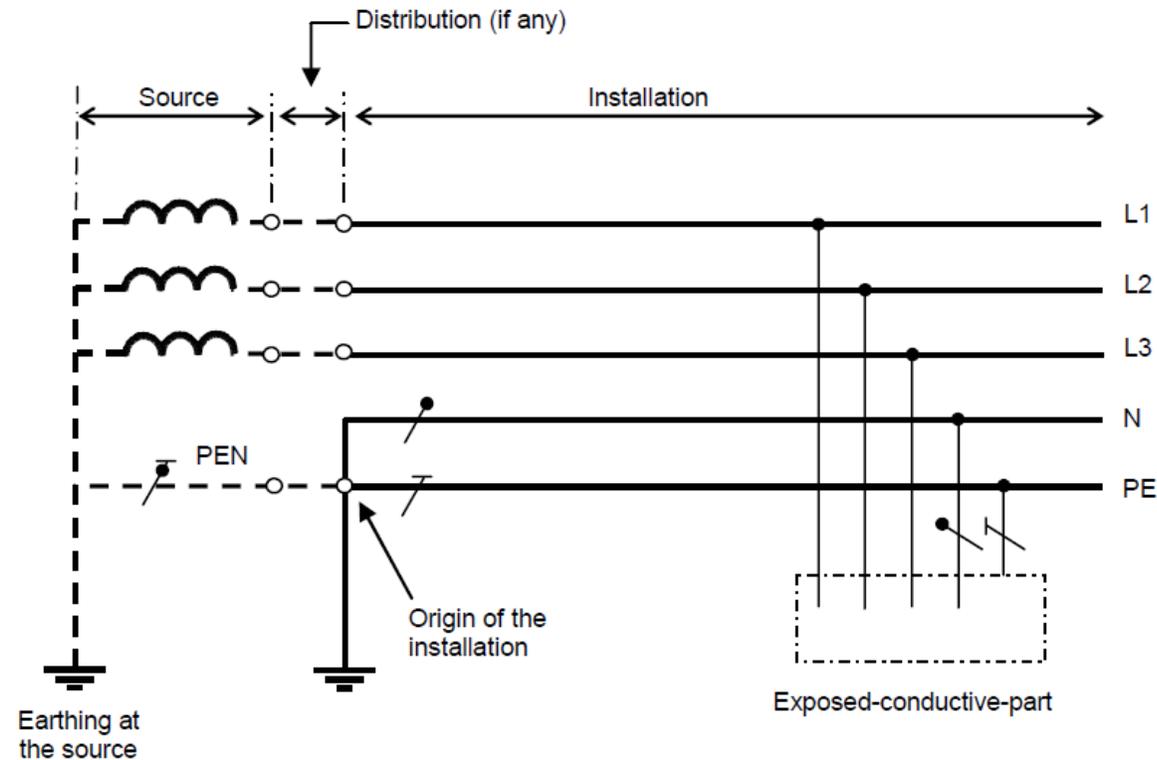


IEC 2272/05

Durch den gemeinsam verlegten PE+N in Form eines PEN-Leiters im gesamten Netz ergeben sich unerwünschte Effekte und gefährliche Folgeschäden, die durch vagabundierende Ströme hervorgerufen werden. Diese belasten elektrische sowie metallische mechanische Systeme.

- Beispiele für dadurch entstehende Schäden sind Korrosion an der Gebäudekonstruktion, Belastung und mögliche Entflammung von Schirmen von Datenleitungen, Beeinflussung und Verstümmelung von Datenpaketen durch Induktion etc.

TN-C-S in der Hauseinspeisung

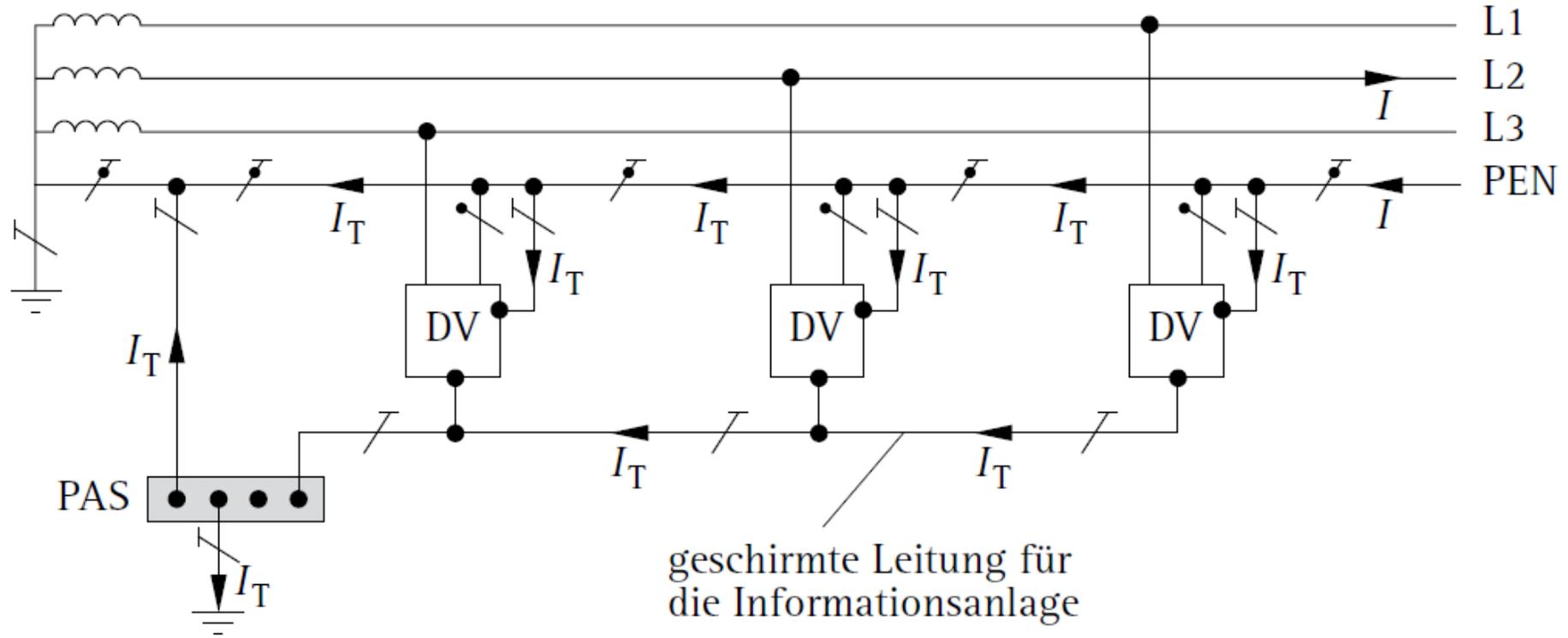


IEC 2273/05

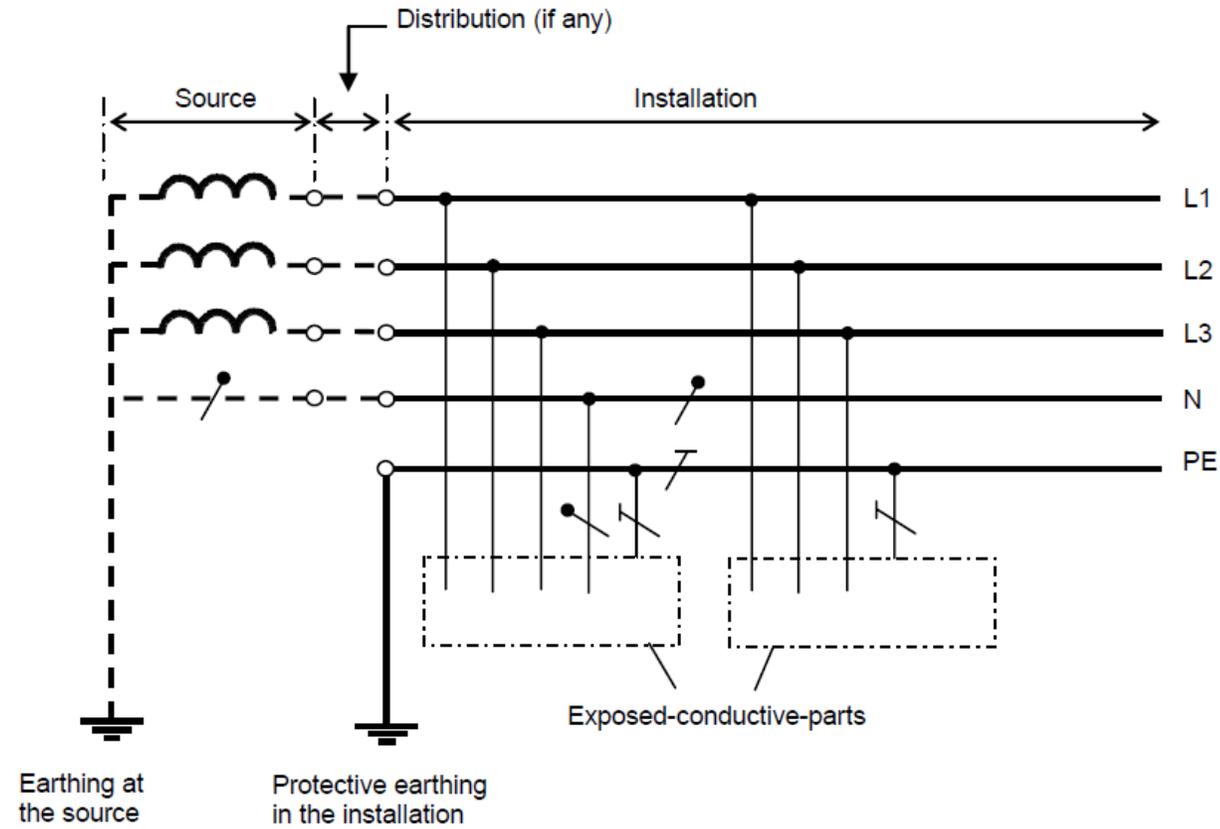
NOTE Additional earthing of the PEN in the distribution and of the PE in the installation may be provided.

Figure 31B2 – TN-C-S system 3-phase, 4-wire where the PEN is separated into PE and N at the origin of the installation

TN-C-S-System mit Teilströmen in den Signalleitungen der Informationsanlagen



TT-System



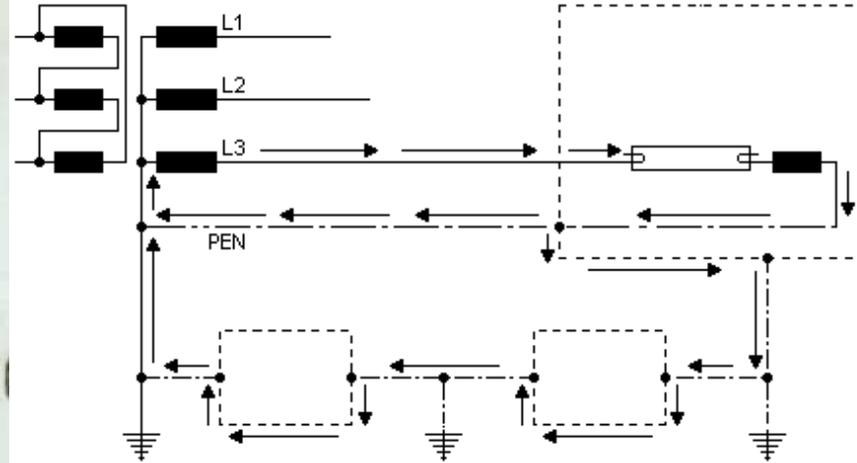
IEC 2278/05

NOTE 2 Additional earthing of the PE in the installation may be provided.

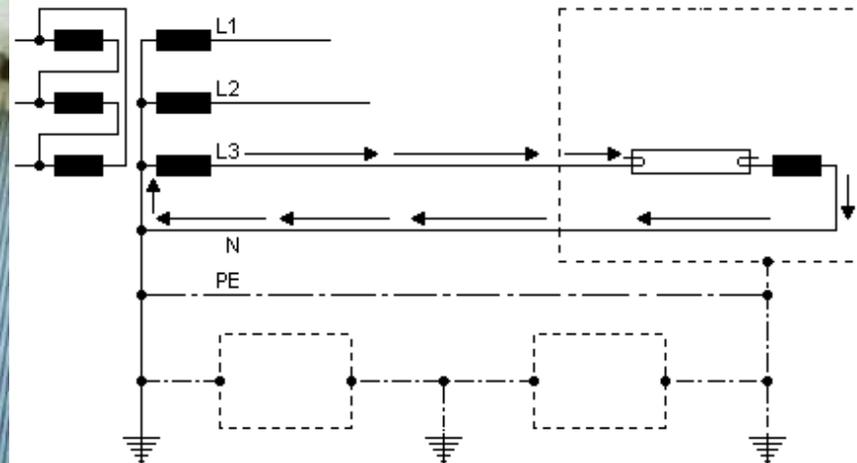
Figure 31F1 – TT system with separate neutral conductor and protective conductor throughout the installation



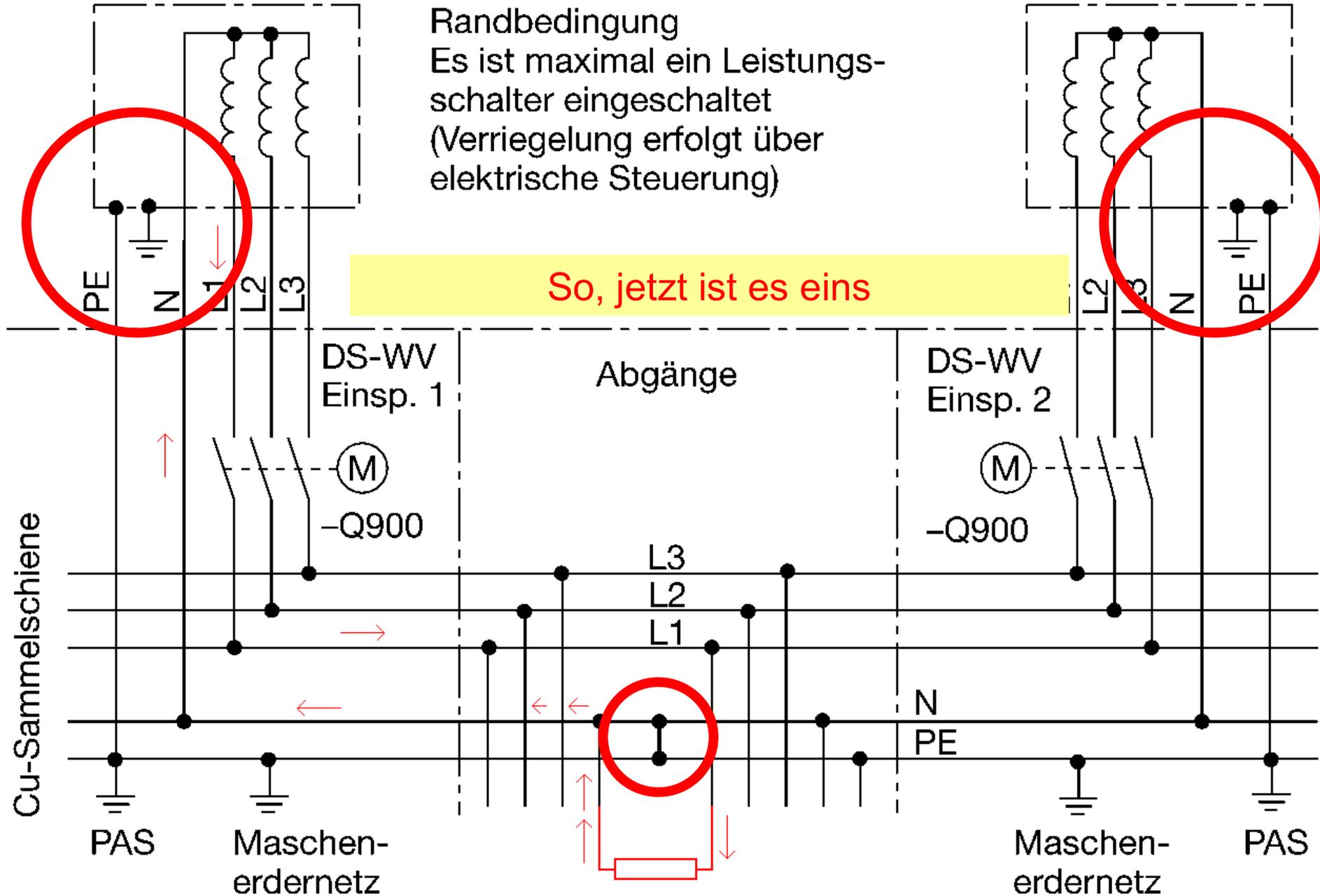
Betriebsströme sind in Erdungssystemen und Schutzleitern zu vermeiden,



aber so geht das nicht, ↑
sondern nur so! ↓



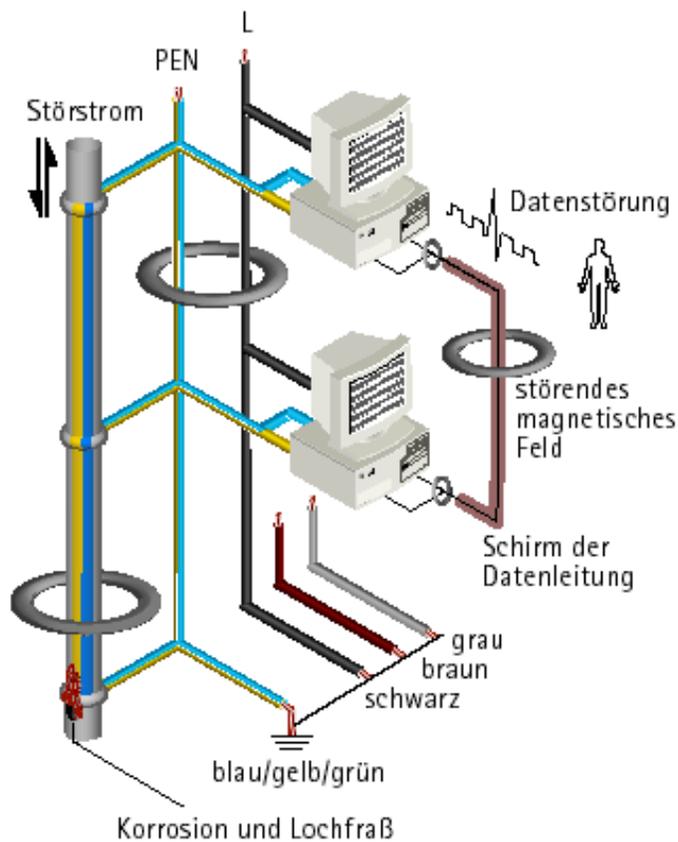
Bange Frage zum Schluss: Was ist denn nun ein TN-S-System?



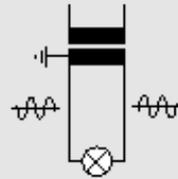
Vergleich TN-S Netz versus TN-C/ TN-C-S Netz

EMV-ungünstig: Wirkung auf Bildschirmflimmern, Elektronik, Korrosion, Lebewesen

TN-C-System (4-Leiternetz)

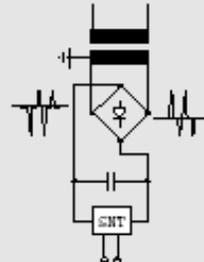


Früher:
Sinusförmige
Stromverbraucher



Glühlampen,
Transformatoren,
Drehstrommotoren

Heute:
Schaltnetzteile mit nicht-
linearen Stromverbrauchern

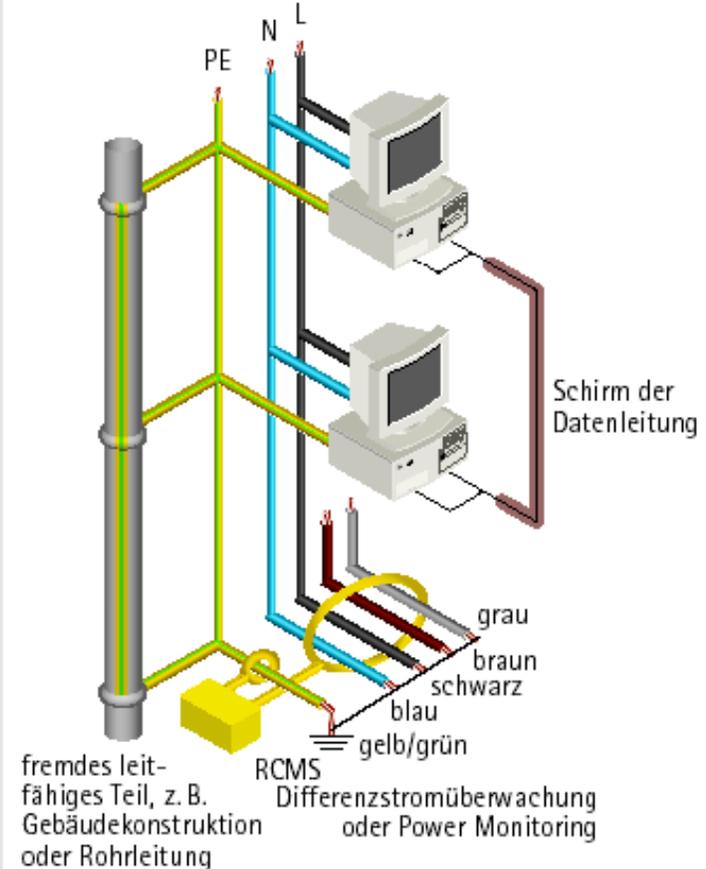


5-12 V DC,
Antriebstechnik,
Computer, Beleuchtung

Folge:
Werden viele Schaltnetzteile
in ein Dreiphasen-
Wechselstromsystem einge-
setzt, so heben sich die
Rückströme nicht mehr auf,
sondern addieren sich.

EMV-günstig: Grundvoraussetzung für
sicheren EDV-Betrieb

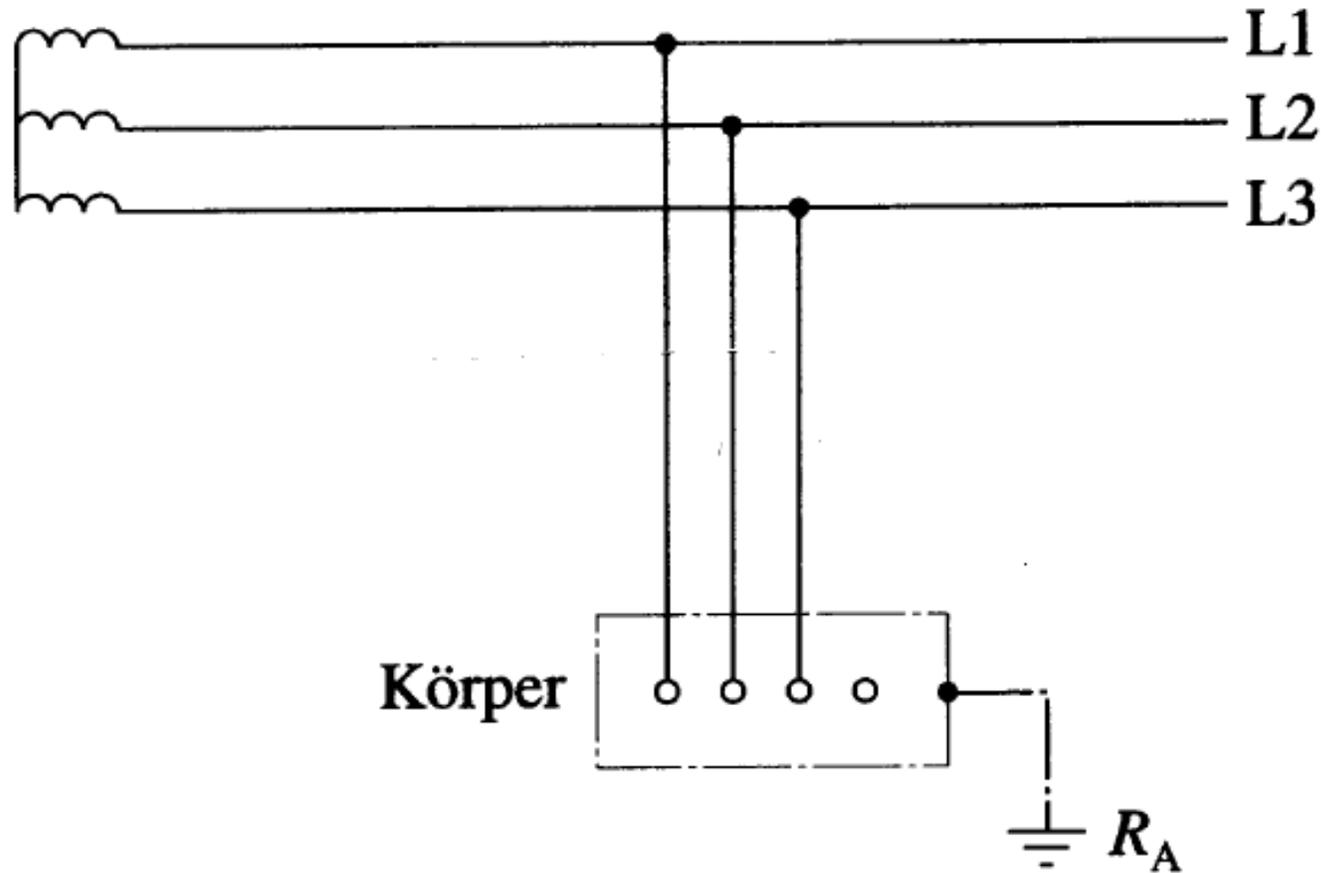
TN-S-System (5-Leiternetz)



Nach der Beseitigung der Fehler: Geld sparen!!



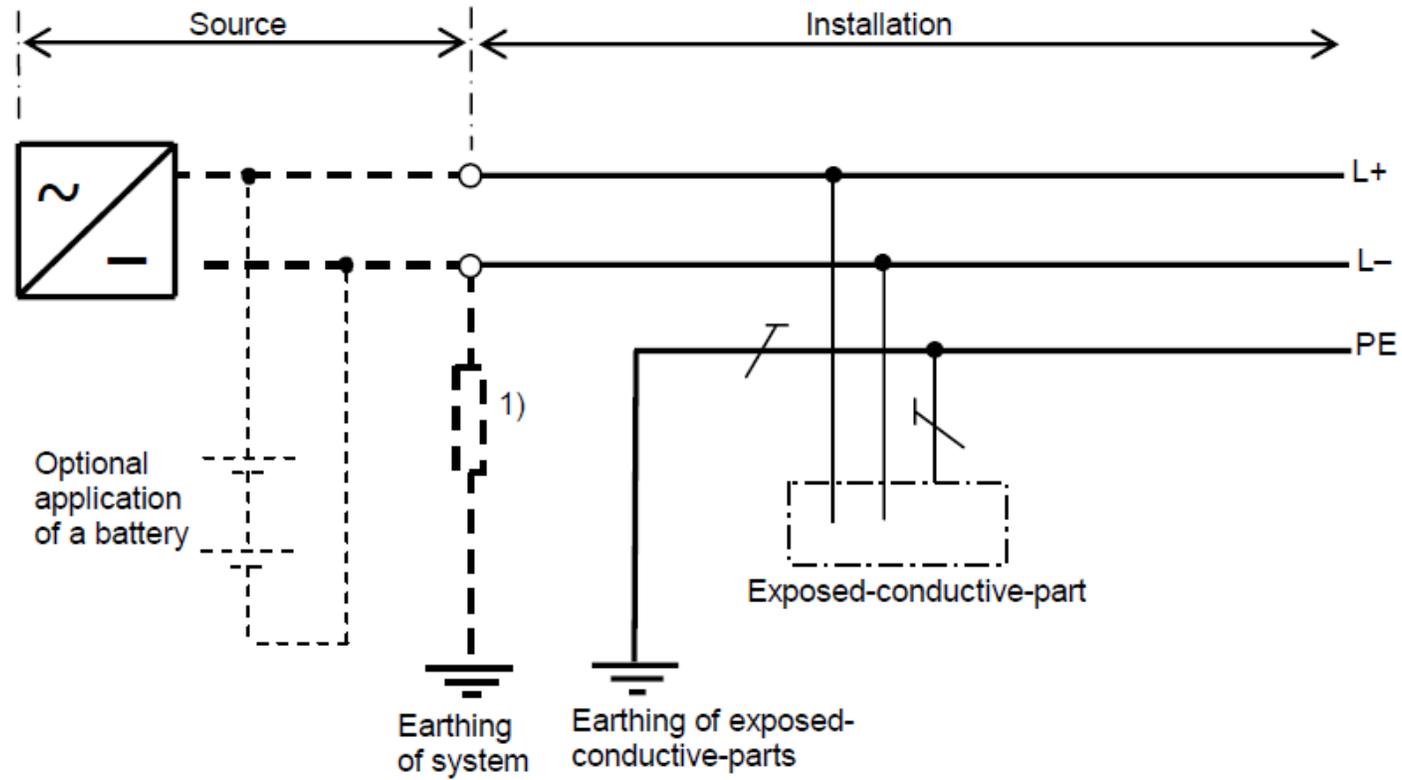
IT-System (Isolated Terra System)



IT-System für DC Netze

312.2.4.5 IT-system

Type a)



IEC 2290/05

Grundlagen und Unterschiede zwischen den TN, TT und IT Netzen

Was ist ein IT-System?

Freie Definition:

Das IT-System (frz. Isolé Terre), auch IT-Netz genannt, ist eine bestimmte Realisierungsart eines Niederspannungsnetzes zur elektrischen Stromversorgung in der Elektrotechnik mit erhöhter Ausfallsicherheit bei Erdschlussfehlern.

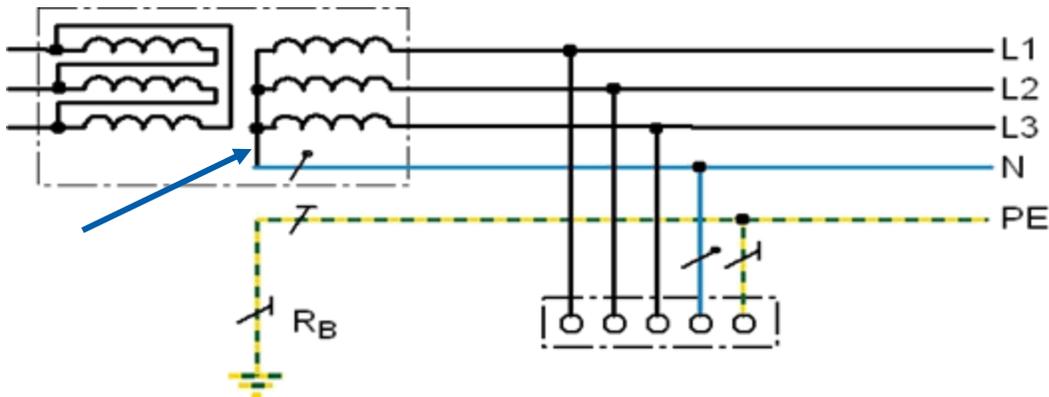
Nach DIN VDE 0100-410:

411.6.1 In IT-Systemen müssen die aktiven Teile entweder gegen Erde isoliert sein oder über eine ausreichend hohe Impedanz mit Erde verbunden werden.

Grundlagen und Unterschiede zwischen den TN, TT und IT Netzen

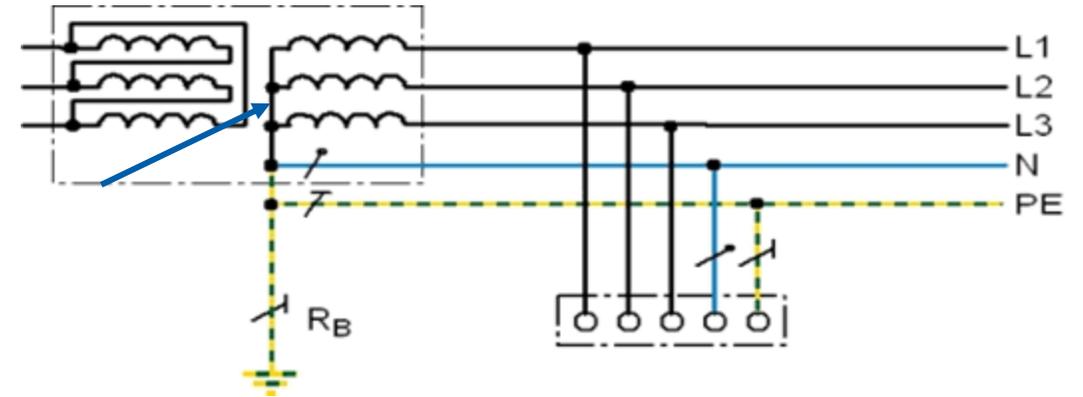
IT-System

- Kein aktiver Leiter hat eine leitende, niederohmige Verbindung zum Potentialausgleich (Erde)



TN-System

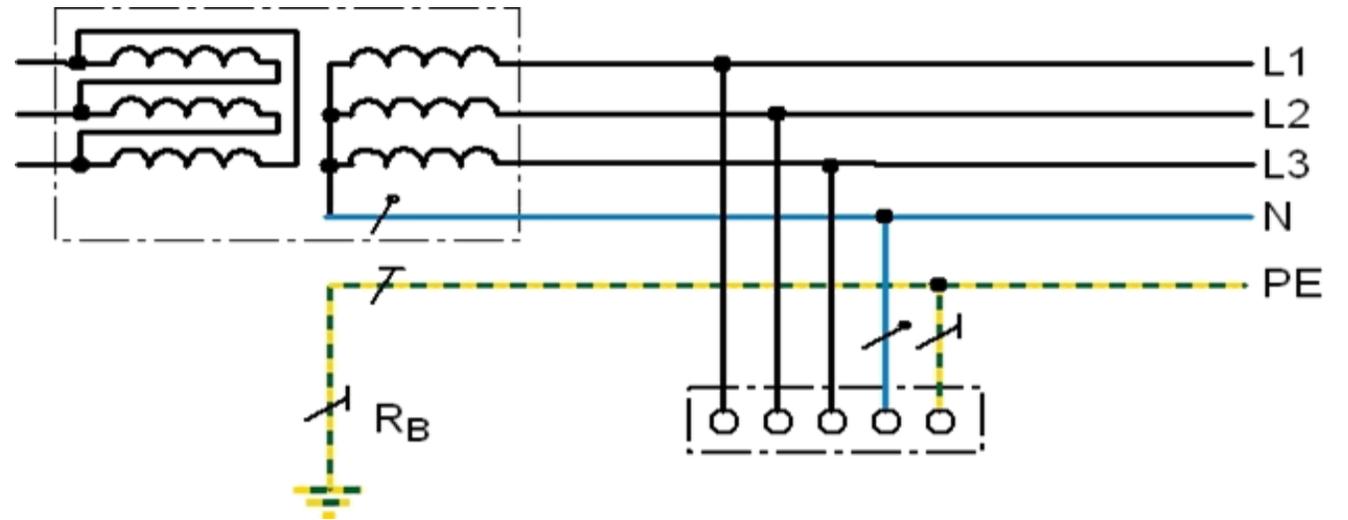
- Der Neutraleiter und der Potentialausgleich (Erde) sind verbunden



Grundlagen und Unterschiede zwischen den TN, TT und IT Netzen

- Das IT-System wird von einer unabhängigen Stromquelle gespeist, z.B.
 - Verteilungstrafo in Industrie
 - Steuertrafo
 - Generator, Stromaggregat
 - Batterie
 - Wechselrichter einer USV
 - PV-Anlage

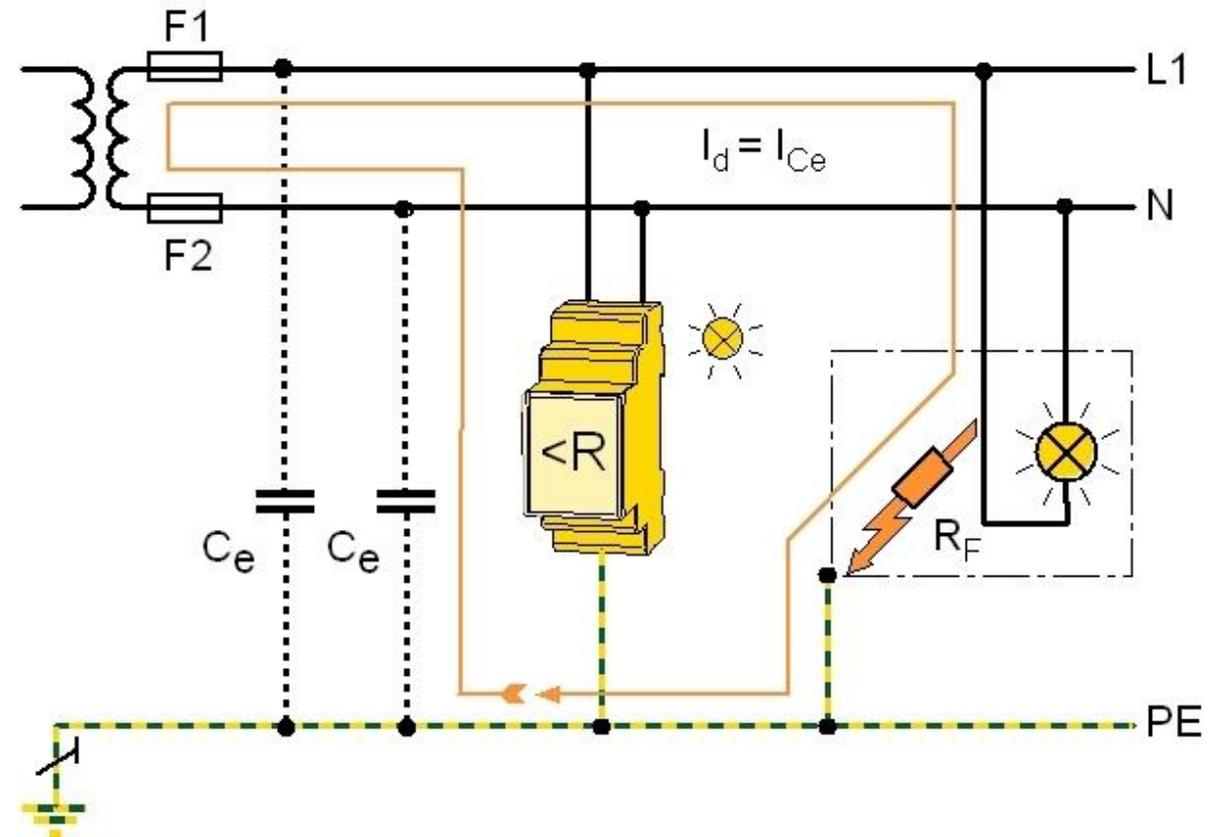
- Das IT-System hat keine direkte Verbindung zwischen aktiven Leitern und Erde



Vorteile von ungeerdeten Stromversorgungs-Systemen (IT-Systeme)

Das IT-System und ein Isolationsfehler

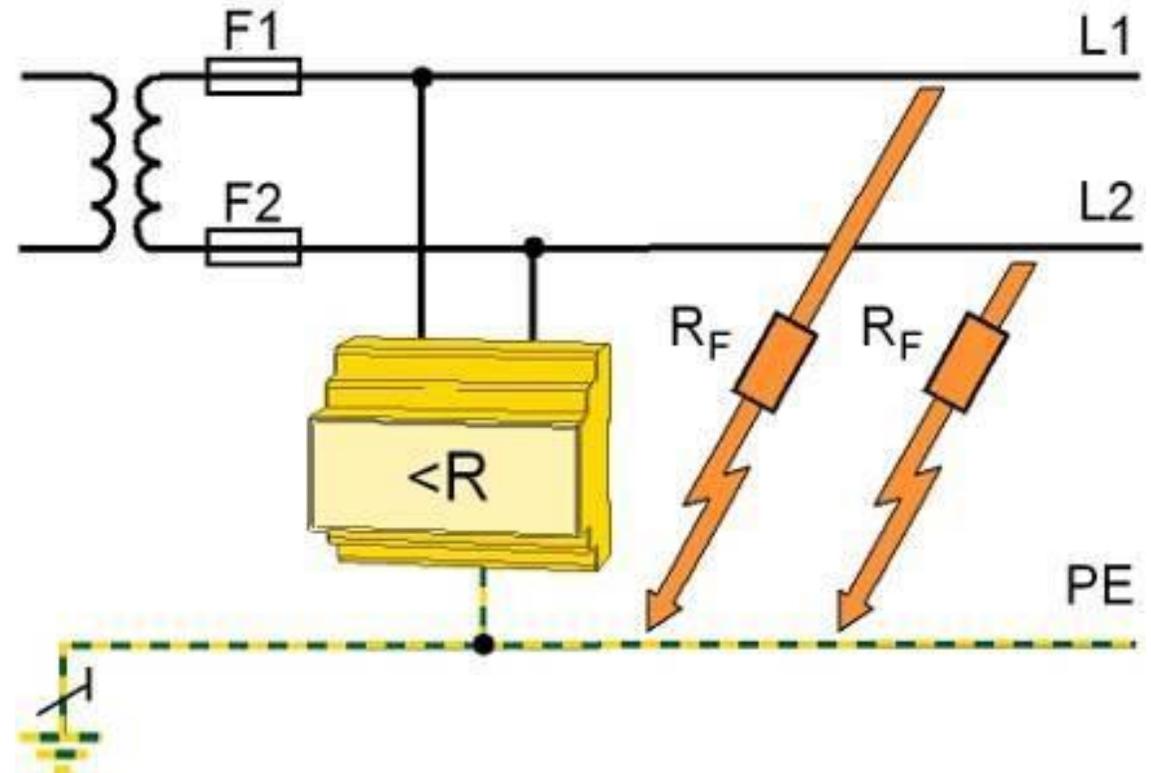
- Im IT-System hat der erste Isolationsfehler **keine gravierenden Einflüsse**
- Es kommt **nicht zum ungewollten Anlagenstillstand**



Vorteile von ungeerdeten Stromversorgungssystemen (IT-Systeme)

Das IT-System und zwei Isolationsfehler

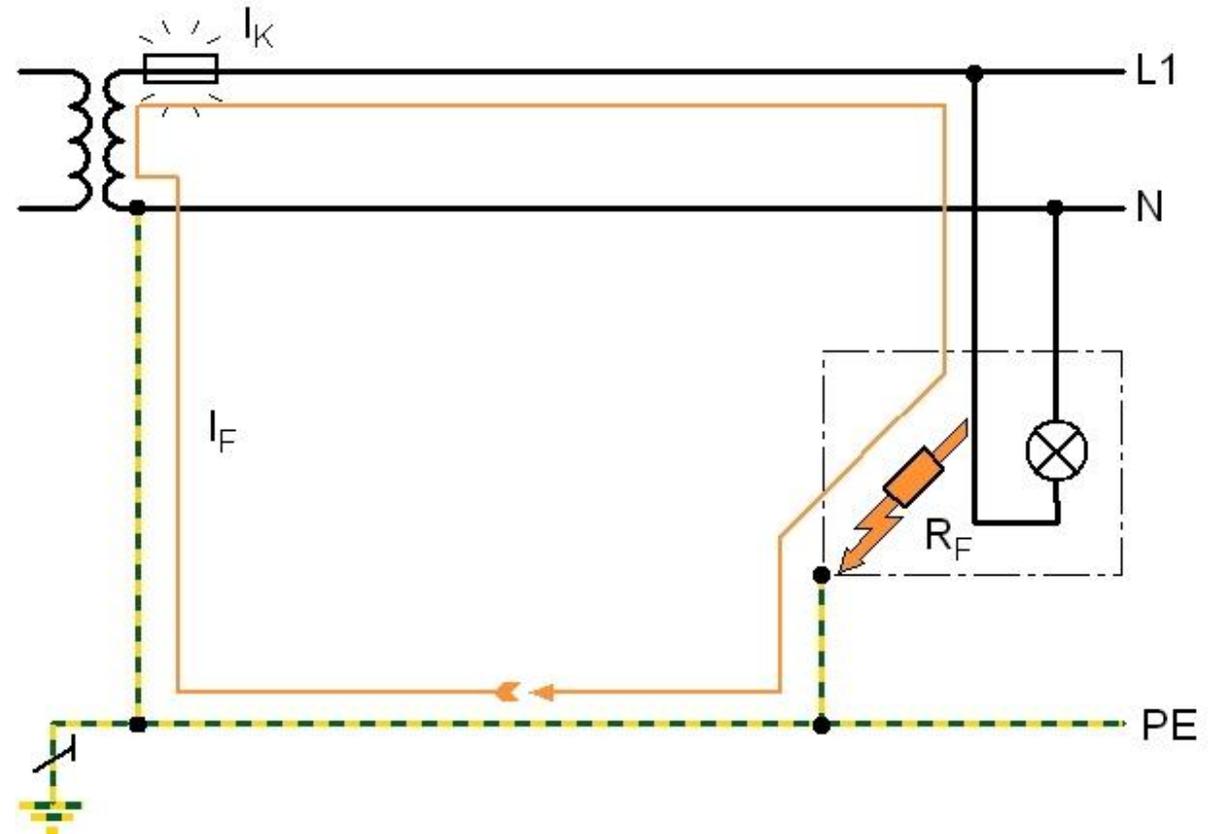
- Ein zweifacher Isolationsfehler an unterschiedlichen Leitern kommt einem Kurzschluss gleich.
- Schutzorgane sind hier die Sicherungen



Vorteile von ungeerdeten Stromversorgungs-Systemen (IT-Systeme)

Das TN-System und ein Isolationsfehler

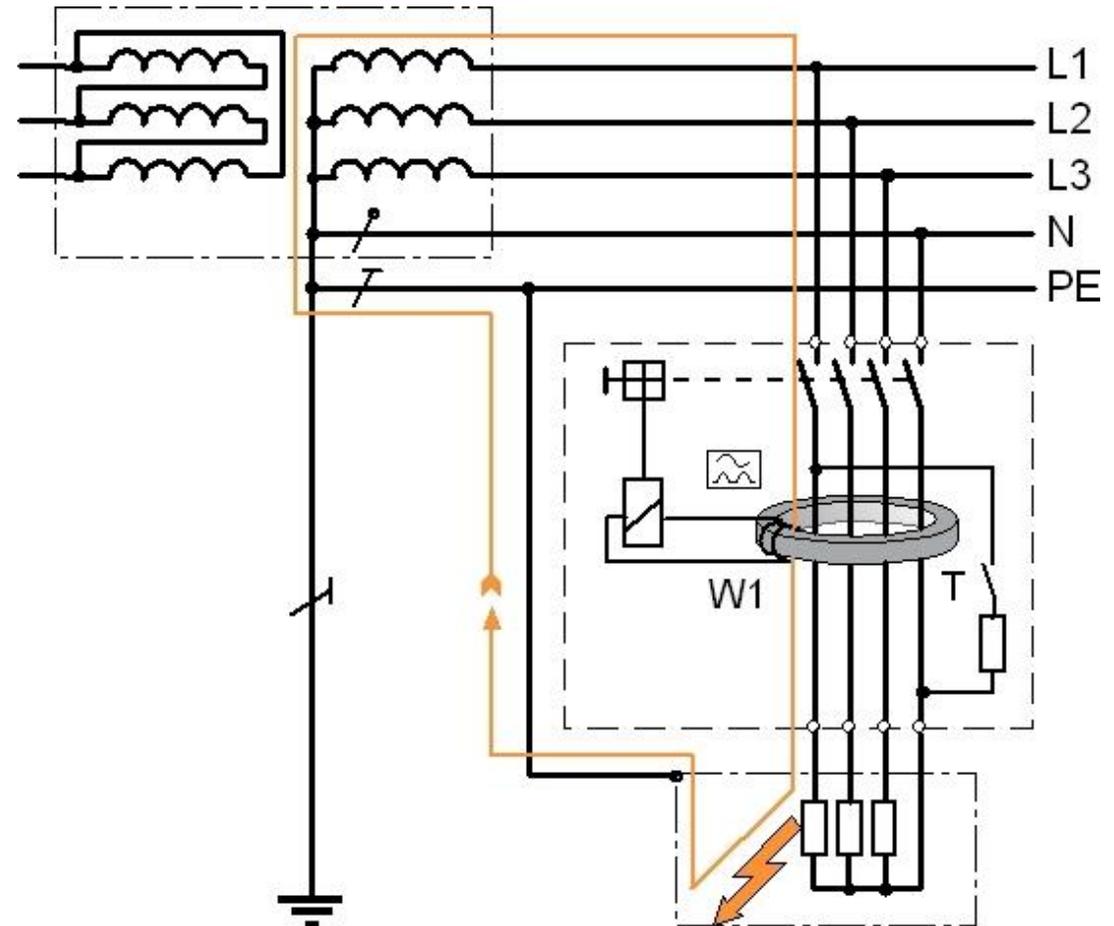
- Ein Isolationsfehler R_F führt zu einer Verbindung von einer Phase zu PE
- Die **Sicherung löst aus**
- Der Verbraucher ist **abgeschaltet**
- Der Fehlerstrom ist gleich dem Kurzschlussstrom der Sicherung
 $I_F = I_K$
- An der Erdschlussstelle kann eine **hohe Energie** auftreten (Brandgefahr)



Vorteile von ungeerdeten Stromversorgungs-Systemen (IT-Systeme)

Das **TN-System** mit RCD und einem Isolationsfehler

- Ein Isolationsfehler R_F führt zu einer Verbindung von einer Phase zu PE
- Der Fehlerstrom-Schutzschalter (RCD) **unterbricht** den Stromkreis
- Der max. Fehlerstrom ist gleich dem Auslösestrom des RCDs
 $I_F = I_{RCD}$
- Der Verbraucher wird **abgeschaltet**



Lernstandskontrolle: Maximal 14 Punkte

Link:

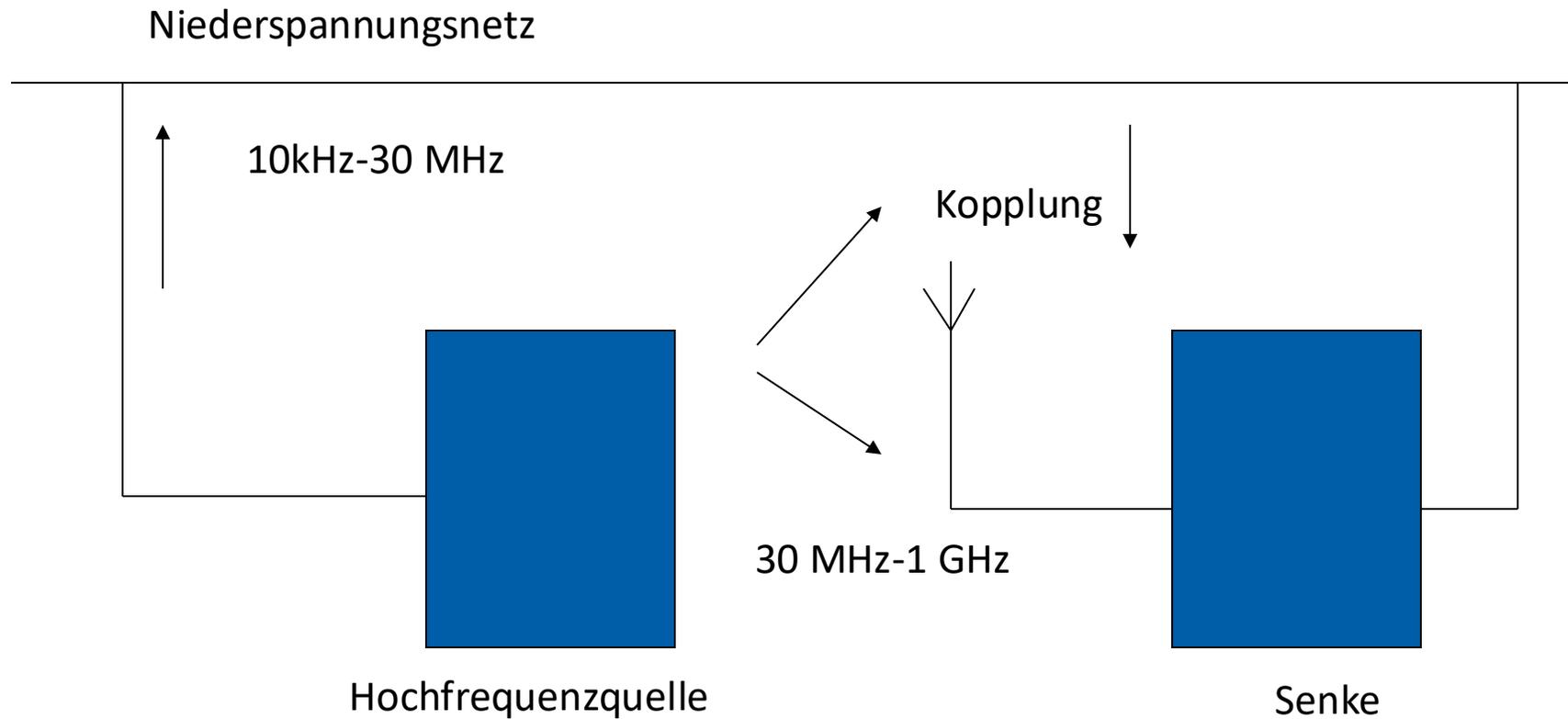
<https://forms.office.com/Pages/ResponsePage.aspx?id=ZC88A35kcESc0jsIyp5-HUxNACphh5BPpv-9CHGtwYtUN0ZFW EJNQi2NFNVMlpHN09YSjdGUkNITS4u>



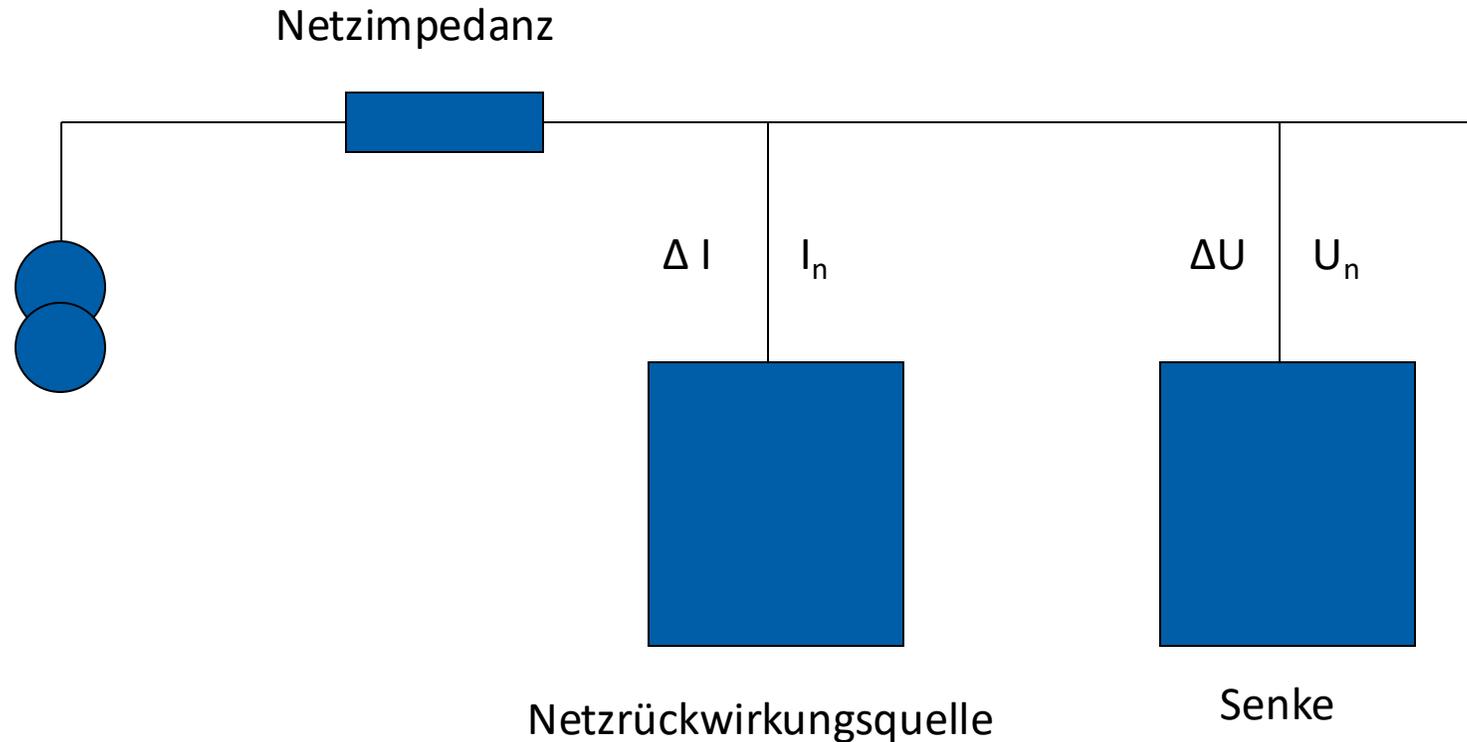
Warum IT-Systeme (Server, Switch) zerstört werden

Beeinflussungsmodelle der Funkstörung

Beeinflussungsmodelle der Funkstörung,
leitungsgeführt und gestrahlt

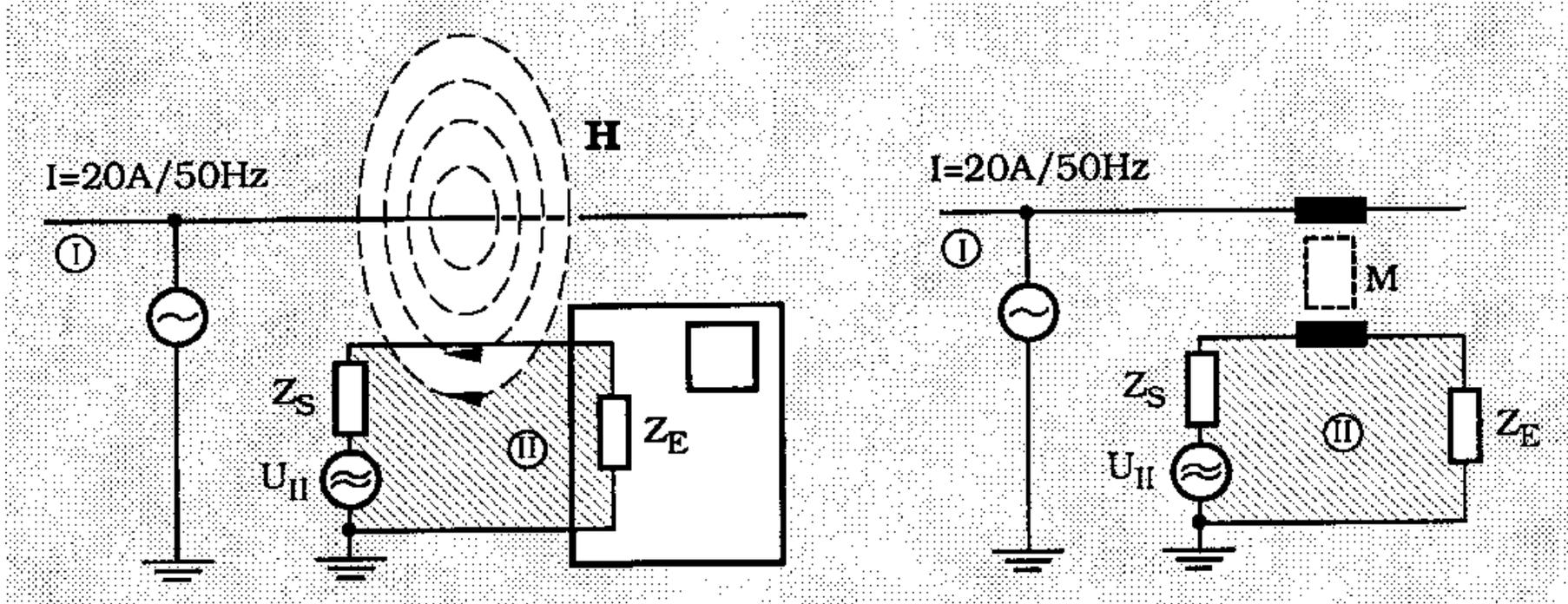


Beeinflussungsmodell für Netzurückwirkungen



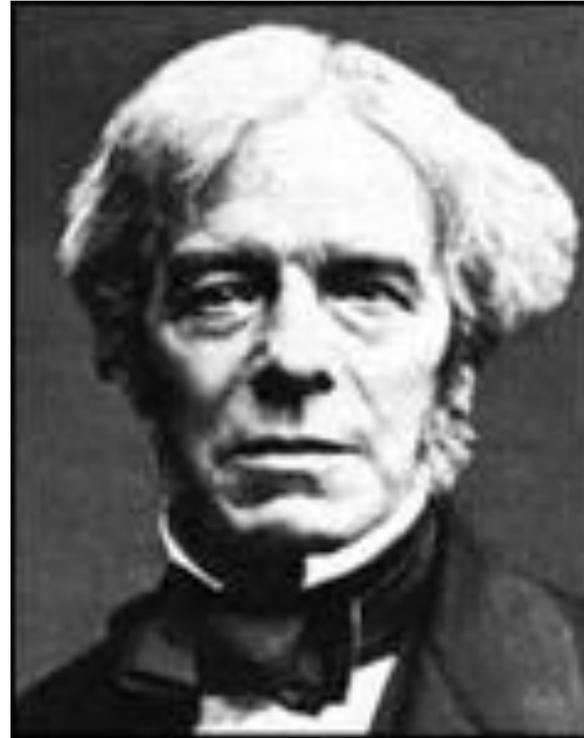
- Ein/Ausschalten
- Nichtlineare Verbraucher
- * Oberschwingungen

Magnetische Kopplung



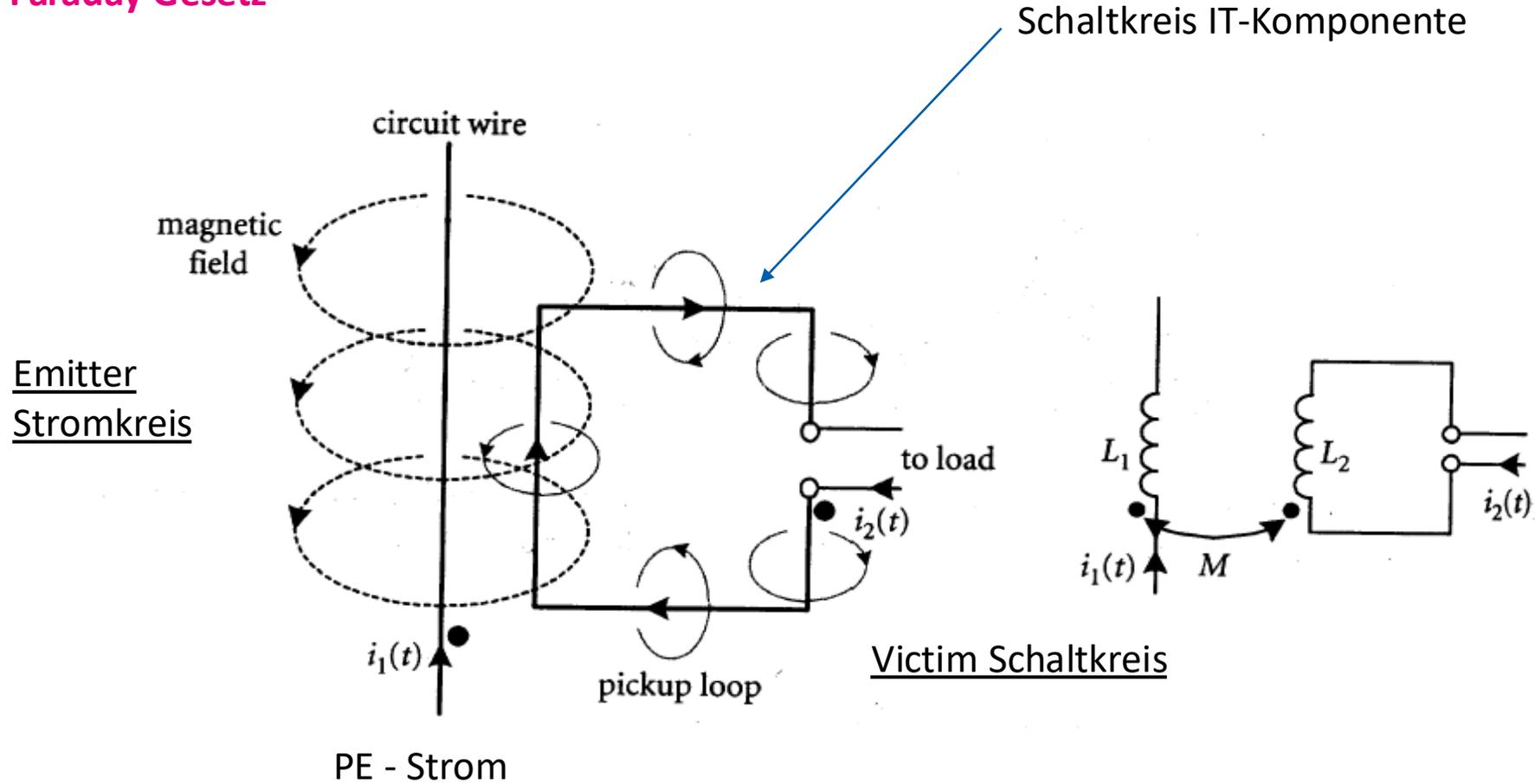
Beispiel für die magnetische Kopplung zweier Stromkreise I und II a) über das quasistationäre magnetische Feld b) über eine Gegeninduktivität

Das Faraday Gesetz



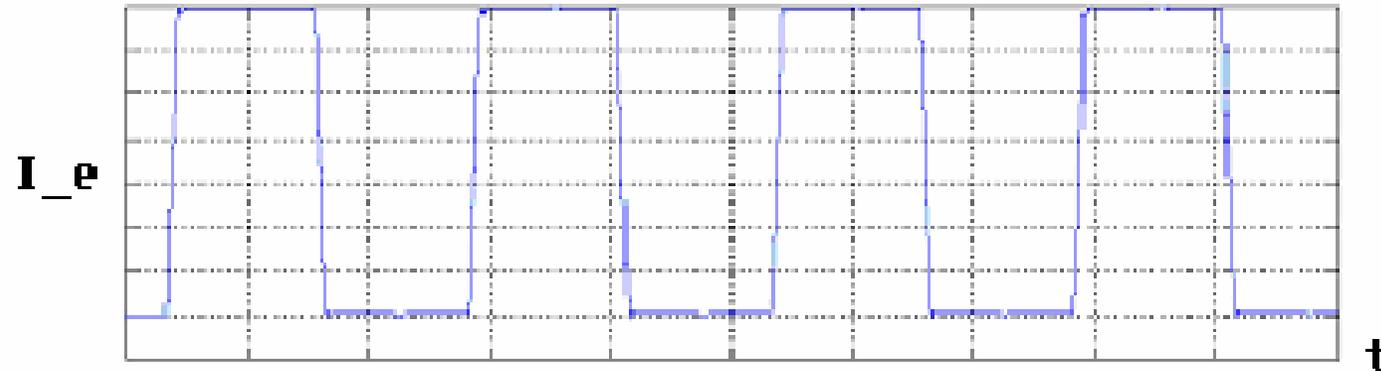
Warum stürzen Rechner ab? Elektromagnetische Beeinflussung im Victim Schaltkreis

Grundlage: Faraday Gesetz

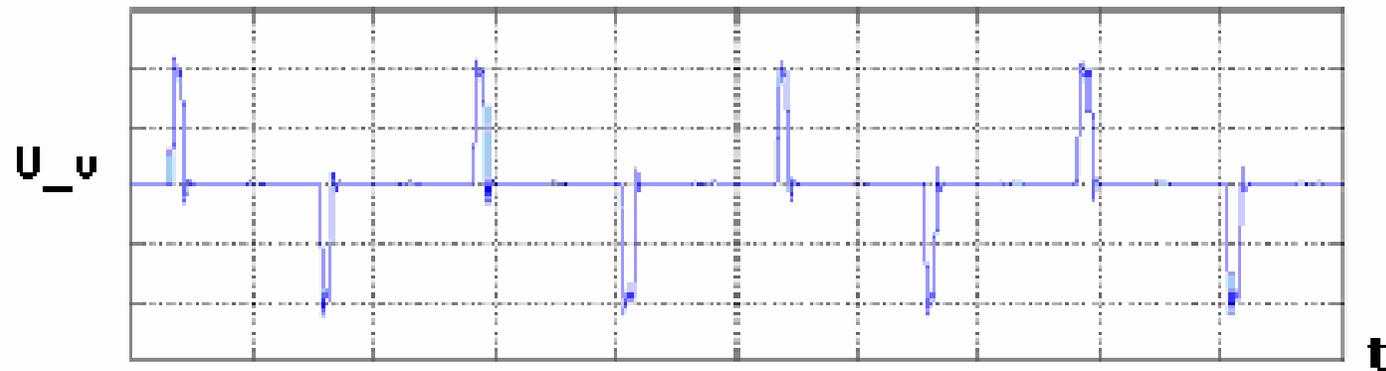


Warum stürzen Rechner ab?

Darstellung: Induzierte Spannung

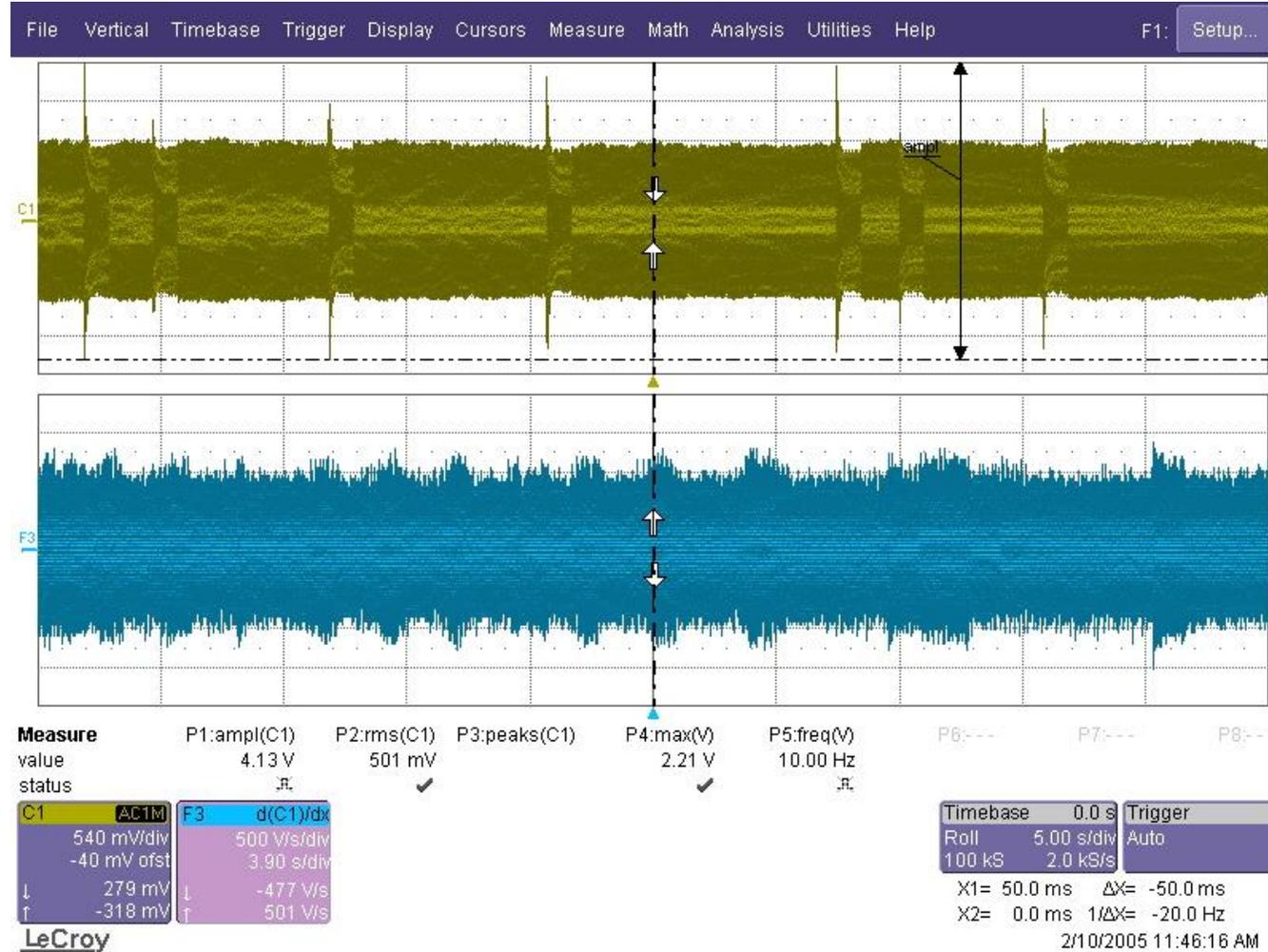


PE-Strom

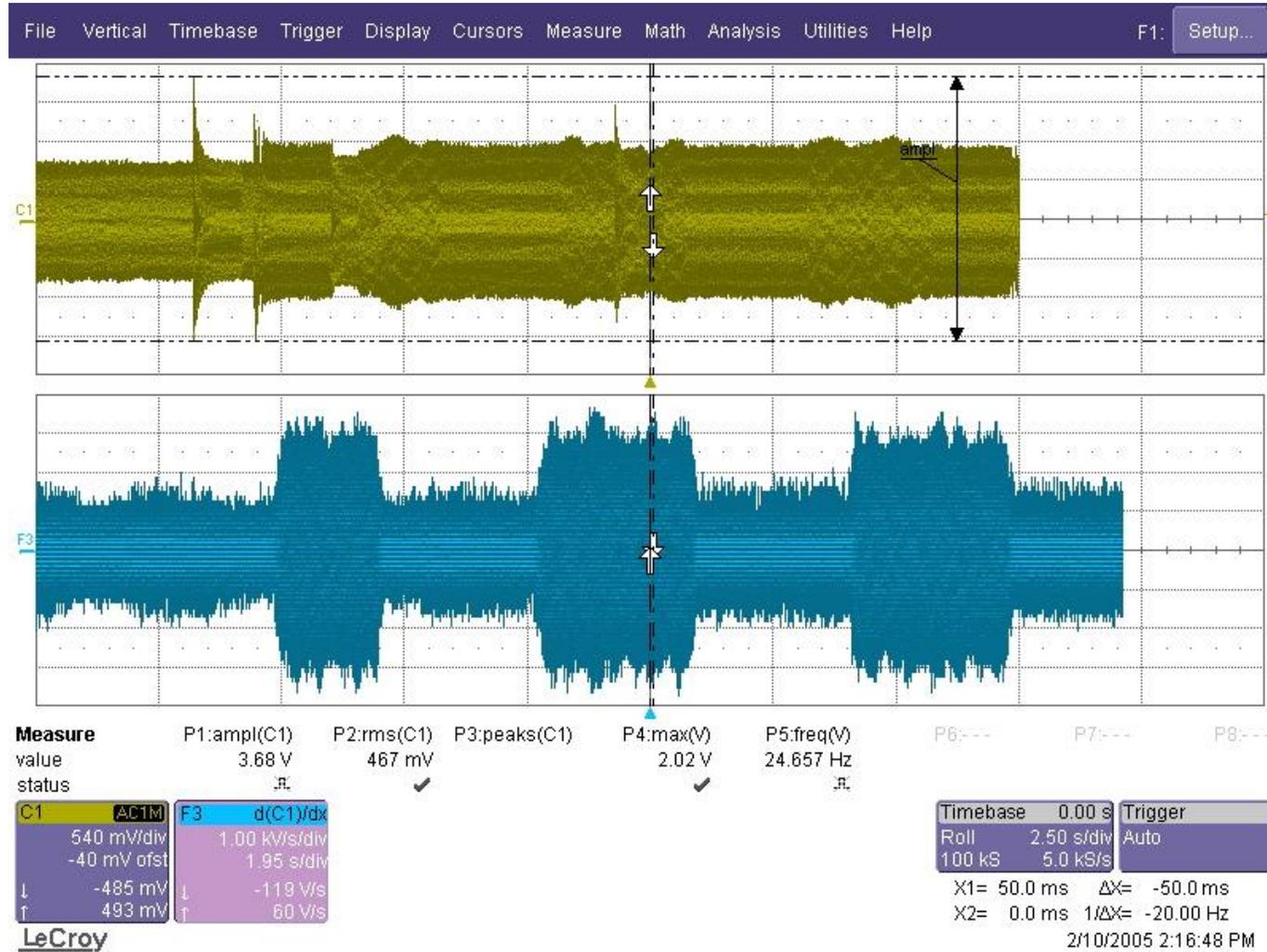


Induzierte Spannung
In der IT Komponente

Faraday Gesetz gemessen mit WaveRunner 6050A



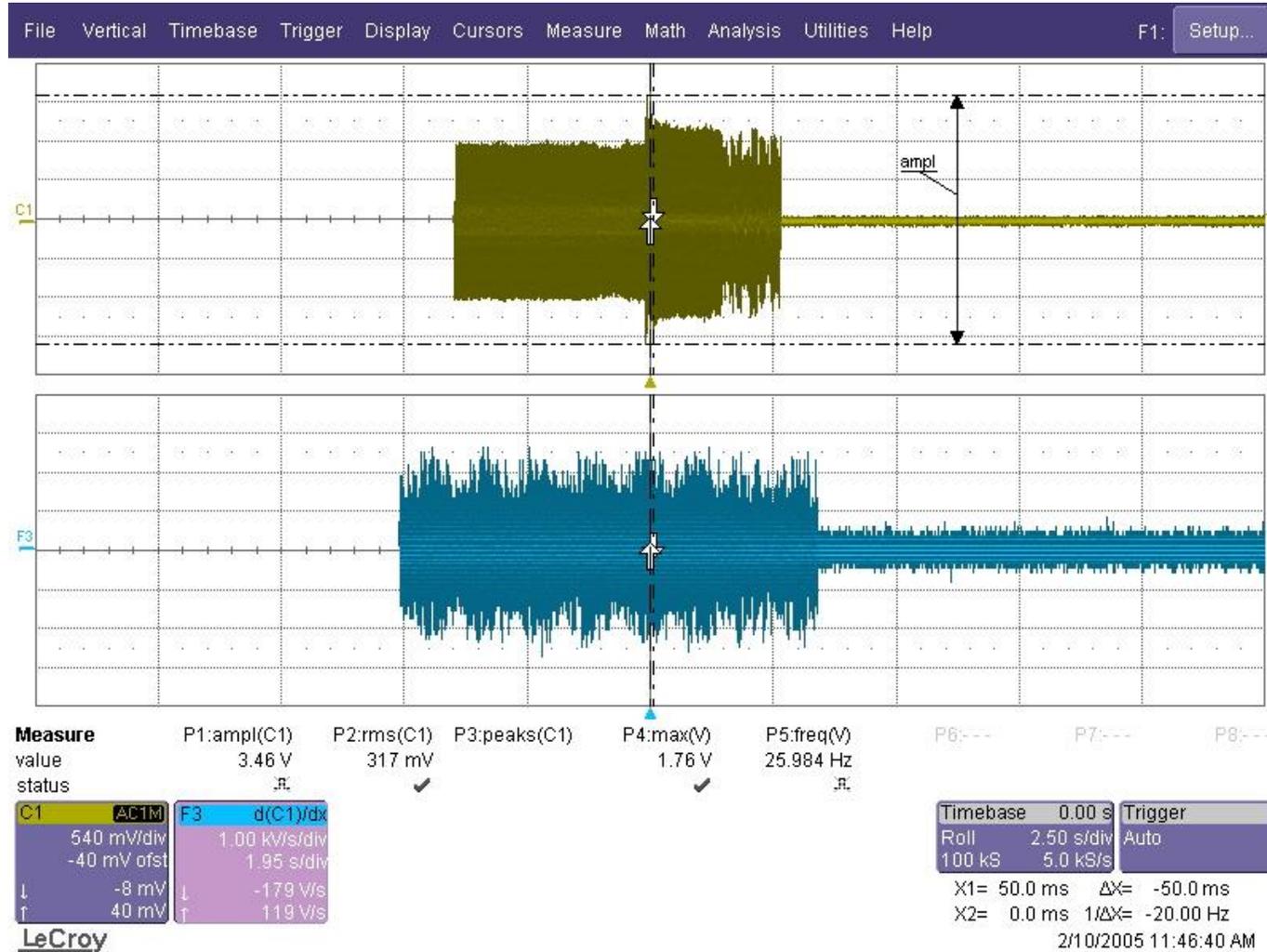
Faraday Gesetz gemessen mit WaveRunner 6050A



Jetzt werden die Rechner zerstört: hier war es ein Plotter



Faraday Gesetz gemessen mit WaveRunner 6050A



Crosstalk im Victim Schaltkreis

Crosstalk ist die Überlagerung (Superposition) von induktiver und kapazitiver Kopplung

- Kleine Impedanz -> induktive Kopplung
- Große Impedanz -> kapazitive Kopplung

Crosstalk hängt direkt von der Frequenz ab:

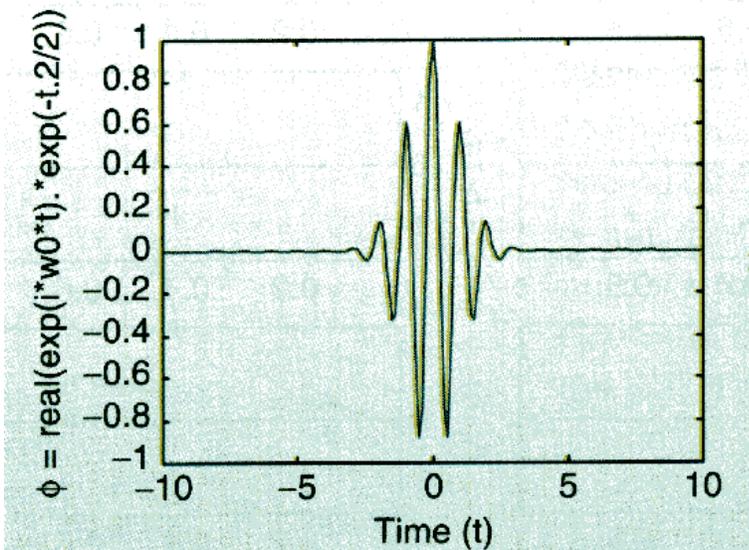
Anstieg um 20dB/Dekade:: Clayton Paul Gesetz



Ursache

Wavelets

- sind oszillierende Wellenformen, die für ein paar Zyklen existieren
- Hohe Frequenzen/große Werte di/dt



Was muss man tun?

Reduktion des dominanten Faktors:

- Reduktion der Noise Level -> TN-S System



Das Faraday Gesetz

Die Faraday'sche Elektromotorische Kraft (EMK) kann durch die Faraday'schen Gesetze der Induktion beschrieben werden. Nach Faradays Gesetz ist die EMK \mathcal{E} proportional zur zeitlichen Änderung des magnetischen Flusses Φ durch eine Schleife. Mathematisch wird sie durch folgende Gleichung dargestellt:

$$\mathcal{E} = - \frac{d\Phi}{dt}$$

wobei:

- \mathcal{E} die induzierte Spannung (EMK) ist,
- Φ der magnetische Fluss ist, definiert als das Produkt aus dem Magnetfeld B und der Fläche A , die das Magnetfeld durchsetzt, $\Phi = B \cdot A$,
- und t die Zeit ist.

Das negative Vorzeichen zeigt an, dass die Richtung der induzierten EMK gemäß dem Lenzschen Gesetz so ist, dass sie der Ursache der Änderung des magnetischen Flusses entgegenwirkt.

Crosstalk im Victim Schaltkreis

Wenn die Frequenz f des wechselnden Magnetfelds steigt, hat dies einen direkten Einfluss auf die induzierte Elektromotorische Kraft (EMK). Dies ergibt sich aus Faradays Induktionsgesetz:

$$\mathcal{E}(t) = -A \cdot B_0 \cdot 2\pi f \cdot \cos(2\pi ft)$$

Hier sehen wir, dass die EMK proportional zur Frequenz f ist. Das bedeutet:

- **Erhöhung der Frequenz:** Wenn die Frequenz f steigt, wird die EMK \mathcal{E} ebenfalls größer.
- **Verringerung der Frequenz:** Wenn die Frequenz f sinkt, wird die EMK kleiner.

Fazit:

Je höher die Frequenz des Magnetfeldes, desto schneller ändert sich der magnetische Fluss durch die Leiterschleife, und desto größer ist die induzierte EMK. Tatsächlich wächst die EMK linear mit der Frequenz:

$$\mathcal{E}(t) \propto f$$

Wenn also beispielsweise die Frequenz verdoppelt wird, verdoppelt sich auch die maximale EMK.

Power Quality

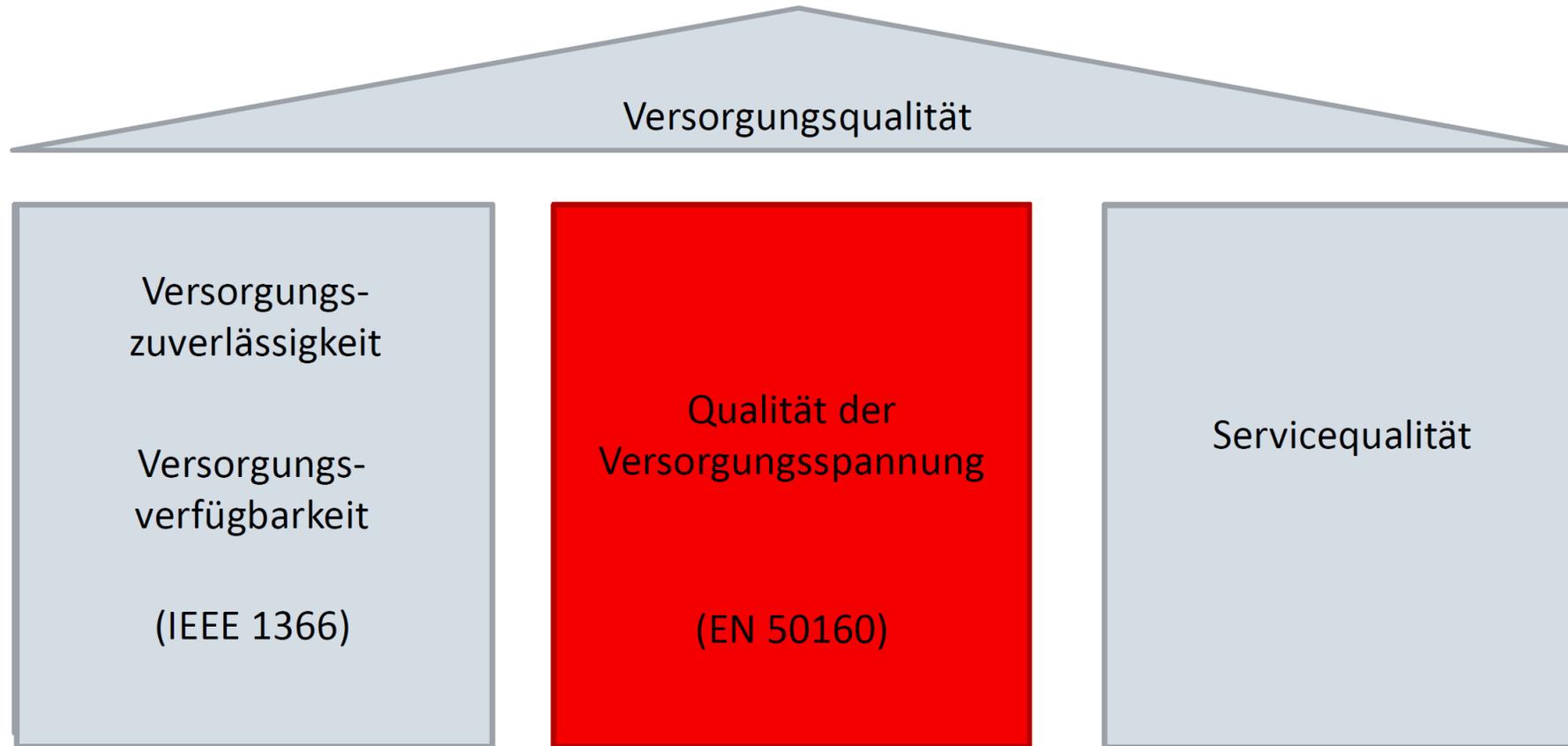


Hauptprobleme der Netzqualität

- Es findet eine Umstrukturierung des Energieerzeugungskonzepts statt, weg von geregelten Kraftwerken in der Nähe der Verbrauchszentren, hin zur dezentralen Stromversorgung, die zeitabhängig ist und von lokalen Gegebenheiten beeinflusst wird.
- Dies hat zur Folge, dass intelligente Konzepte wie zum Beispiel Smart Grid eingesetzt werden und der effiziente Einsatz von
 - Mess- und Automatisierungstechnik,
 - Speichertechnologien,
 - Energieverbrauchssteuerungen sowie
 - steuerbare Energiewandlungstechnologien wie
 - unterbrechungsfreie Stromversorgungen und
 - Ladesäulen für Elektrofahrzeuge
- geplant werden muss.



Was ist Netzqualität?



Was ist Netzqualität?

- Spricht man von Netzqualität werden die Parameter Versorgungszuverlässigkeit und Servicequalität aussen vor gelassen
- **Qualität der Versorgungsspannung!**
- Die Spannungsqualität (Netzqualität):
 - umfasst eine Reihe von zu beschreibenden Merkmalen der Versorgungsspannung
 - ist ortsveränderlich und wird daher auf einen bestimmten Punkt im Netz bezogen
 - hängt unmittelbar mit den EMV-Eigenschaften der an das Netz angeschlossenen Betriebsmittel zusammen
 - wird objektiv an einer Vielzahl von technischen Referenzgrößen gemessen



Was ist Netzqualität

EN 50160 (Was?) und EN 61000-4-30 (Wie) definieren die wesentlichen Merkmale der Spannungsversorgung am Verknüpfungspunkt/ der Übergabestelle (PCC) = so genannte Mindestanforderungen der Spannungsqualität und wie sie gemessen werden.



Was ist Netzqualität

- Verknüpfungspunkt V (Point of Common Coupling – PCC)
 - CH: **Die Eigentumsgrenze zum Stromversorgungsnetz unabhängig von der Anzahl der Verbraucher oder Anlagen der Netzbenutzer. In der Regel sind dies die Klemmen des Anschlussstromunterbrechers im Hausanschlusskasten**
 - A, CZ, D: **Punkt in einem öffentlichen Netz, der elektrisch einer bestimmten Anlage eines Netzbenutzers am nächsten liegt und an den andere Netzbenutzer angeschlossen sind oder werden können**

Was ist Netzqualität

EN 50160

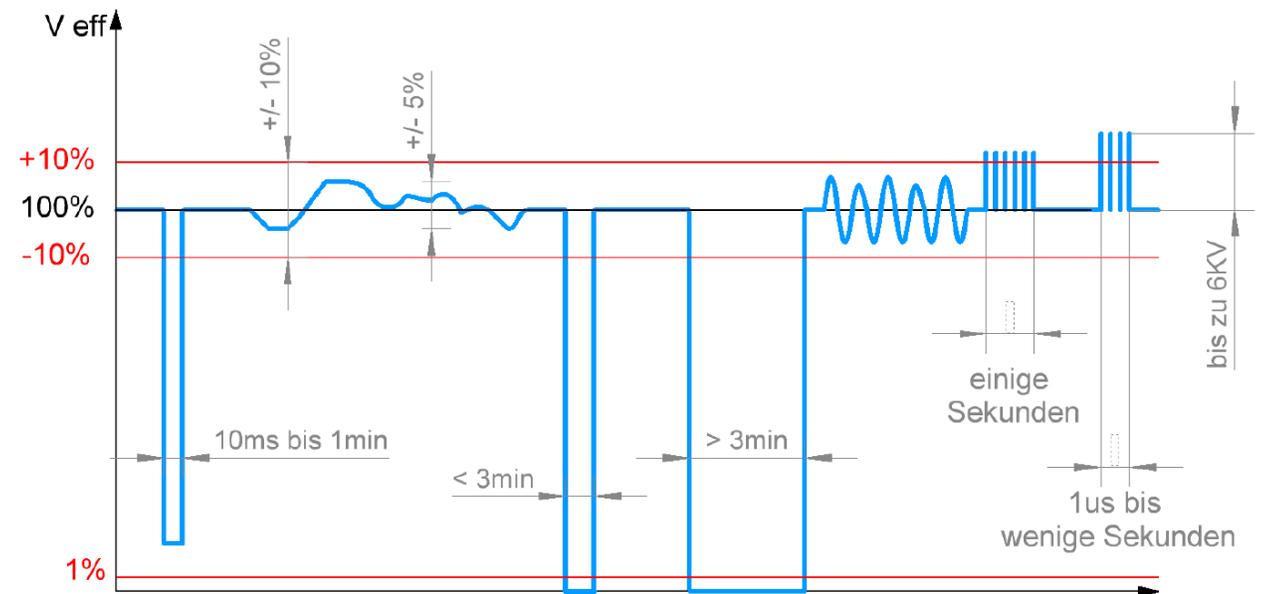
- Im europäischen Bereich bildet die EN 50160 den Standard für die Qualitätsbeschreibung der elektrischen Energieversorgung
- Im wesentlichen werden die Merkmale der Versorgungsspannung am Übergabepunkt zum Kunden in öffentlichen Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen unter normalen Betriebsbedingungen beschrieben.
- Diese Merkmale sind jedoch nicht für die Bewertung der Elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) oder als Grenzwerte für die Aussendung von Störgrößen in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen heranzuziehen
- Sie beschreiben vielmehr den üblicherweise zu erwartenden Zustand der Spannungsqualität:



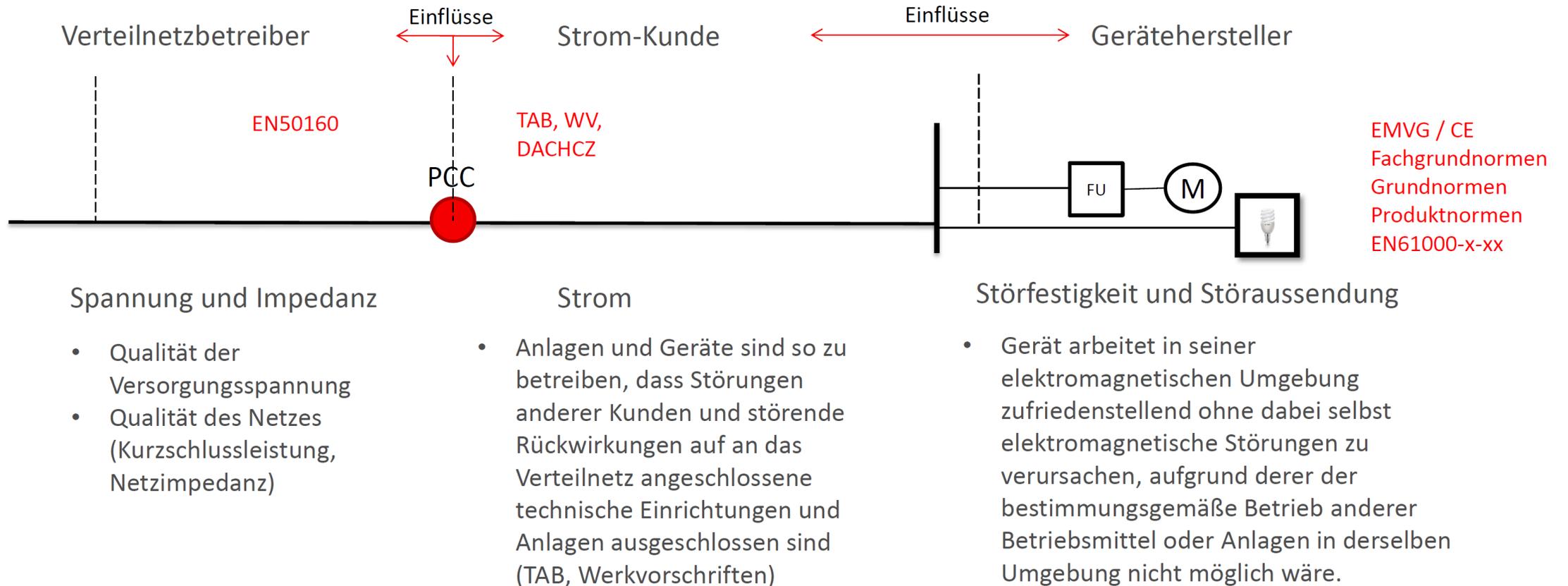
Was ist Netzqualität

Folgende Parameter sind für die Netzspannungsqualität relevant:

- Spannungseinbrüche
- Spannungshöhe, langsame Spannungsänderungen
- Versorgungsunterbrechung (kurz und lang)
- Schnelle Spannungsänderungen, Flicker
- Spannungsunsymmetrie
- Transiente und netzfrequente Überspannungen
- Frequenz
- Spannungsform (Oberschwingungen)



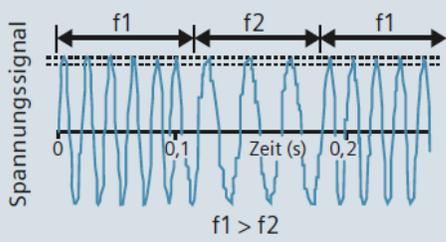
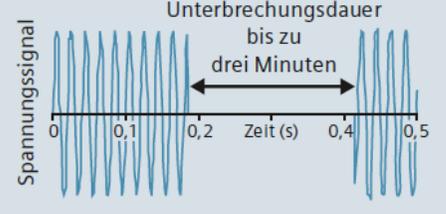
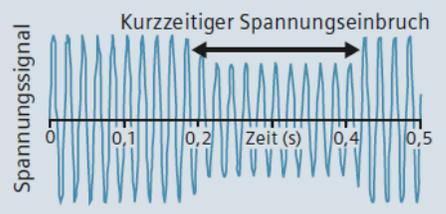
Was ist Netzqualität?



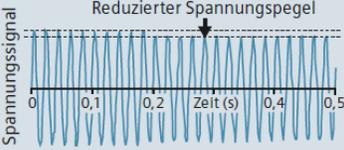
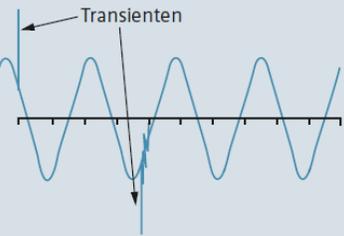
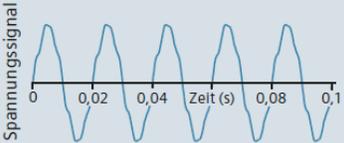
Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen nach EN 50160

Merkmal	Anforderungen	Messintervall	Betrachtungszeitraum
Netzfrequenz	Verbundnetz: 50 Hz + 4 % / -6 % dauernd; 50 Hz ± 1 % während ≥ 99,5 % eines Jahres Inselbetrieb: 50 Hz ± 15 % dauernd; 50 Hz ± 2 % während ≥ 95 % einer Woche	10-s-Mittelwert	1 Jahr 1 Woche
Langsame Spannungsänderungen	$U_{nenn} + 10\% / -15\%$ dauernd $U_{nenn} \pm 10\%$ während ≥ 95 % einer Woche	10-min-Mittelwert	1 Woche
Flicker / schnelle Spannungsänderungen	Langzeitflickerstärke $P_{It} < 1$ während ≥ 95 % einer Woche und $\Delta U_{10ms} < 2\% U_{nenn}$	2 h (Flickermeter gemäß EN 61000-4-15)	1 Woche
Spannungsunsymmetrie	U (Gegensystem) / U (Mitsystem) < 2 % während ≥ 95 % einer Woche	10-min-Mittelwert	1 Woche
Oberschwingungen $U_{n2} \dots U_{n25}$	< Grenzwert lt. DIN EN 50160 und THD < 8 % während > 95 % einer Woche	10-min-Mittelwert jeder Harmonischen	1 Woche
Zwischenharmonische	in Beratung		1 Woche
Signalspannungen	< Normkennlinie = f(f) während ≥ 99 % eines Tages	3-s-Mittelwert	1 Tag
Spannungseinbrüche	Anzahl < 10 ... 1.000 / Jahr; davon > 50 % mit $t < 1$ s und $\Delta U_{10ms} < 60\% U_{nenn}$	10-ms-Effektivwert $U_{10ms} = 1 \dots 90\% U_{nenn}$	1 Jahr
Kurze Spannungsunterbrechungen	Anzahl < 10 ... 1.000 / Jahr; davon > 70 % mit Dauer < 1 s	10-ms-Effektivwert $U_{10ms} \geq 1\% U_{nenn}$	1 Jahr
Lange Spannungsunterbrechungen	Anzahl < 10 ... 50 / Jahr mit Dauer > 3 min		1 Jahr
Zeitweilige Überspannung (L-N)	Anzahl < 10 ... 1.000 / Jahr; davon > 70 % mit Dauer < 1 s	10-ms-Effektivwert $U_{10ms} > 110\% U_{nenn}$	1 Jahr
Transiente Überspannung	< 6 kV; μ s ... ms		k. A.

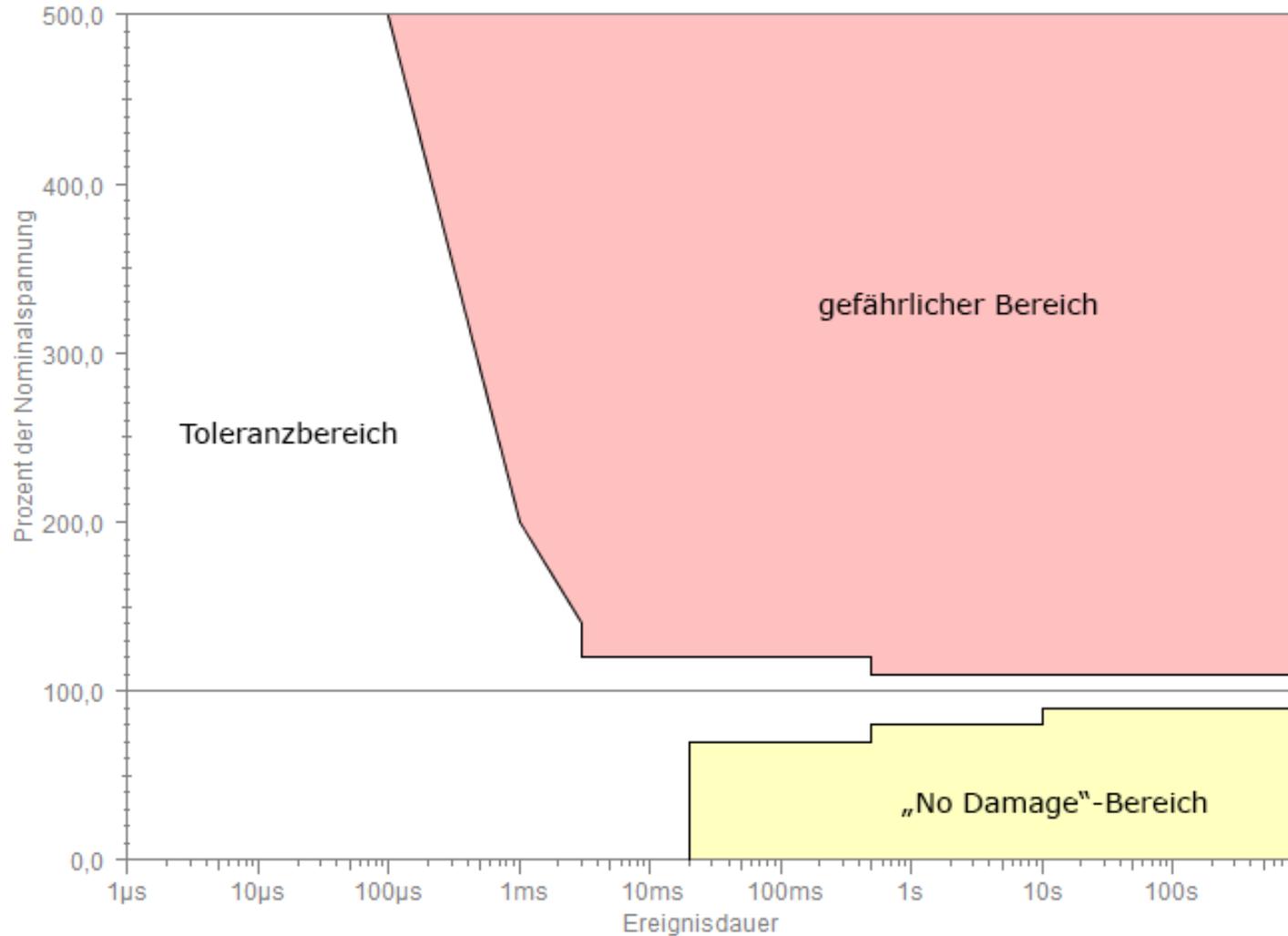
Hauptprobleme der Netzqualität

 <p>Spannungssignal</p> <p>Zeit (s)</p> <p>$f_1 > f_2$</p>	<p>Frequenzänderung: Veränderung der normalerweise stabilen Netzfrequenz von 50 oder 60 Hz nach oben oder unten</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Zu- oder Abschalten von großen Verbrauchern, zum Beispiel Klimageräte • Zu- oder Auskoppeln von Stromerzeugern oder kleinen Kraftwerken • Energiequellen mit instabiler Frequenz 	<ul style="list-style-type: none"> • Fehlfunktion oder gar Beschädigung des IT-Equipments • Datenverlust • Systemabsturz
 <p>Spannungssignal</p> <p>Zeit (s)</p> <p>Unterbrechungsdauer bis zu drei Minuten</p>	<p>Unterbrechung der Stromversorgung: Planmäßige oder unplanmäßige Unterbrechung der Versorgung in einem bestimmten Gebiet, kurzzeitige Unterbrechungen von einer halben Sekunde bis zu 3 Minuten, sowie lange Unterbrechungen von mehr als 3 Minuten</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Schaltvorgänge beim Versuch, eine elektrische Störung zu isolieren und die Stromversorgung des betreffenden Raumes aufrecht zu erhalten • Zwischenfälle, Naturereignisse, usw. • Sicherungen, Wirkung einer Schutzfunktion, zum Beispiel automatisches Wiedereinschalten 	<ul style="list-style-type: none"> • Absturz empfindlicher Softwareprozesse • Verlust der Speicherinhalte von Rechnern • Hardwareausfall oder -schäden
 <p>Spannungssignal</p> <p>Zeit (s)</p> <p>Kurzzeitiger Spannungseinbruch</p>	<p>Spannungseinbruch/ Spannungserhöhung (sag/swell): Alle kurzzeitigen (1 Halbwelle bis 60 Sekunden) Verringerungen oder Erhöhungen der Spannung</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Zu- oder Abschalten von großen Verbrauchern, zum Beispiel Klimageräte • Kurzschüsse (Störungen) • Unterdimensionierte Energieversorgung • Durch Ausfall von Anlagen oder durch Schaltvorgänge beim Versorgungsunternehmen 	<ul style="list-style-type: none"> • Speicherverlust, Datenfehler, Störungen der Bildschirmdarstellung • Schwankungen der Beleuchtung • Unrunder Lauf oder Stoppen von Motoren und Verkürzung der Motorenlebensdauer

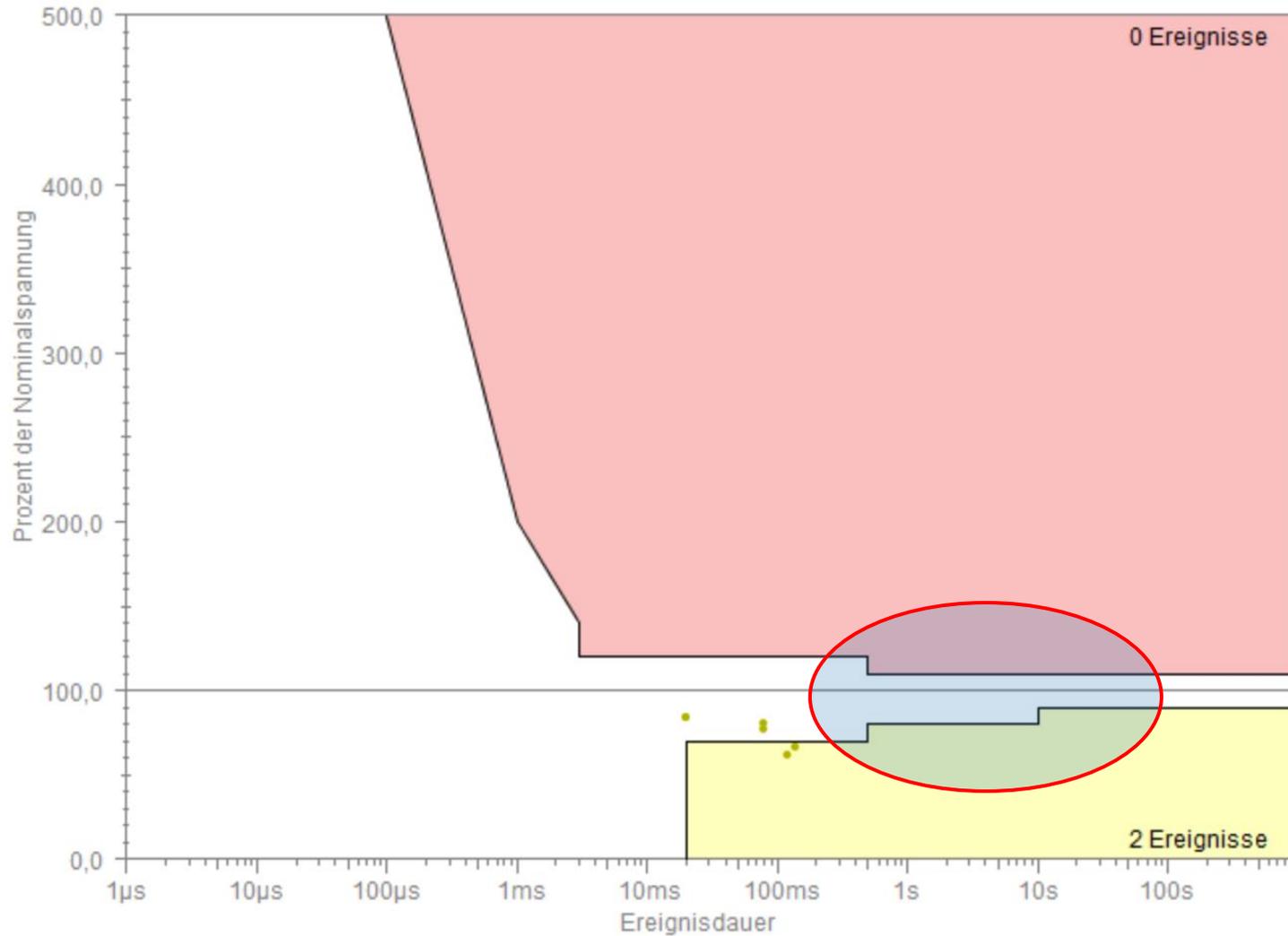
Hauptprobleme der Netzqualität

	<p>Abweichungen der Versorgungsspannung: Abweichungen von der Nennspannung nach oben oder nach unten bei normalen Betriebsbedingungen</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Änderungen der Netzspannungsamplitude aufgrund von Lastwechselln 	<ul style="list-style-type: none"> • Anlagen-Abschaltung durch Unterspannungsauslösung • Überhitzung und/oder Beschädigung von Anlagen durch Überspannung • Verringerung des Wirkungsgrades oder der Lebensdauer elektrischer Anlagen
	<p>Schnelle Spannungsänderung/Flicker: Unstetige visuelle Empfindung, verursacht durch einen Lichtreiz, dessen Helligkeit oder Spektralverteilung sich mit der Zeit verändert</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Intermittierende Lasten • Motoranlauf bei Lüftern, Pumpen • Lichtbogenöfen • Schweißanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Konzentrationsstörungen, Kopfschmerzen usw. bei Personen durch flackernde Beleuchtung; fehlerhafte Produkte durch Produktionsmängel
	<p>Transiente: Eine Transiente ist eine plötzliche Spannungsänderung um bis zu mehrere tausend Volt. Sie kann in Form eines Pulses oder eines Schwingvorgangs auftreten (weitere Bezeichnungen: Impuls, Stoßspannung oder Spannungsspitze) Einbruch: Dies ist eine Störung, die mit umgekehrter Polarität auf die Signalform einwirkt</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Schaltvorgänge beim Energieversorger • Zu- oder Abschalten von großen Verbrauchern, Aufzügen • Statische Entladungen • Blitzschlag 	<ul style="list-style-type: none"> • Hardwareschäden • Datenverluste • Durchschmoren von Platinen und Netzteilen
	<p>Rauschen: Es handelt sich um unerwünschte elektrische Signale, die von Einrichtungen erzeugt werden Oberschwingungen: Verzerrung der idealen Sinusschwingung durch nichtlineare Lasten im Versorgungsnetz</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Rauschen wird durch elektromagnetische Störungen verursacht, zum Beispiel durch Mikrowellen, Radio und TV-Signale oder unzureichende Erdung • Der Klirrfaktor wird zum Beispiel durch USV-Anlagen beeinflusst 	<ul style="list-style-type: none"> • Das Rauschen stört empfindliche Elektronik • Datenverluste • Harmonische Verzerrung bewirkt ein Überhitzen von Motoren, Transformatoren und Leitungen • Fehlfunktionen von Leistungsschaltern, Relais oder Sicherungen

CBEMA/ITIC (VDE) Kurve für Server Netzteile



Beispiel: CBEMA Kurve mit Events



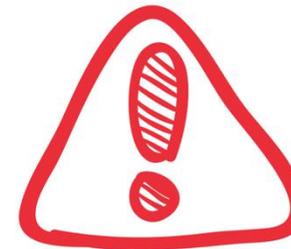
Elektromagnetische Umgebungsklassen gemäß EN 61000-2-4

Klasse 1	Diese Klasse gilt für geschützte Versorgungsnetze und besitzt einen Verträglichkeitspegel, der kleiner als der Pegel für öffentliche Netze ist. Sie bezieht sich auf den Betrieb von sehr empfindlichen Störgrößen in der Stromversorgung reagierenden Betriebsmitteln, zum Beispiel der elektrischen Ausrüstung von technischen Laboratorien, bestimmten Automatisierungs- und Schutzanlagen, bestimmten Datenverarbeitungseinrichtungen usw.
Klasse 2	Diese Klasse gilt allgemein für Verknüpfungspunkte mit dem öffentlichen Netz (engl.: point of common coupling (PCC)) und für anlageninterne Anschlusspunkte (engl.: in-plant point of coupling (IPC)) mit industriellen und anderen nicht-öffentlichen Stromversorgungsnetzen. Die Verträglichkeitspegel für diese Klasse sind im Allgemeinen identisch mit denjenigen für öffentliche Netze. Deshalb können Komponenten, die für den Betrieb am öffentlichen Netz entwickelt wurden, in dieser Klasse der industriellen Umgebung benutzt werden.
Klasse 3	Diese Klasse gilt nur für anlageninterne Anschlusspunkte (en: IPC) in industriellen Umgebungen. Sie besitzt für einige Störgrößen einen höheren Verträglichkeitspegel als diejenige der Klasse 2. Zum Beispiel sollte diese Klasse in Erwägung gezogen werden, wenn eine der folgenden Bedingungen zutrifft: <ul style="list-style-type: none"> • ein Hauptanteil der Last wird durch Stromrichter gespeist; • Schweißmaschinen sind vorhanden; • große Motoren werden häufig gestartet; • Lasten schwanken schnell.



Grenzwerte EN 61000-2-4:

Klasse 1	≤ 5%
Klasse 2	≤ 8%
Klasse 3	≤ 10%



Technische Anschlussbedingungen (TAB)

TAB jetzt VDE AR-N 4100

10.3.2 Spannungs- oder frequenzempfindliche Betriebsmittel

Wenn bei spannungs- oder frequenzempfindlichen Betriebsmitteln erhöhte Anforderungen an die Qualität der Spannung und der Frequenz gestellt werden, obliegt es dem Betreiber, die hierfür erforderlichen Maßnahmen, z. B. durch Einsatz einer unterbrechungsfreien Stromversorgungsanlage (USV-Anlage), zu treffen.



Technische Anschlussbedingungen

VDE-AR-N 4100 Anwendungsregel

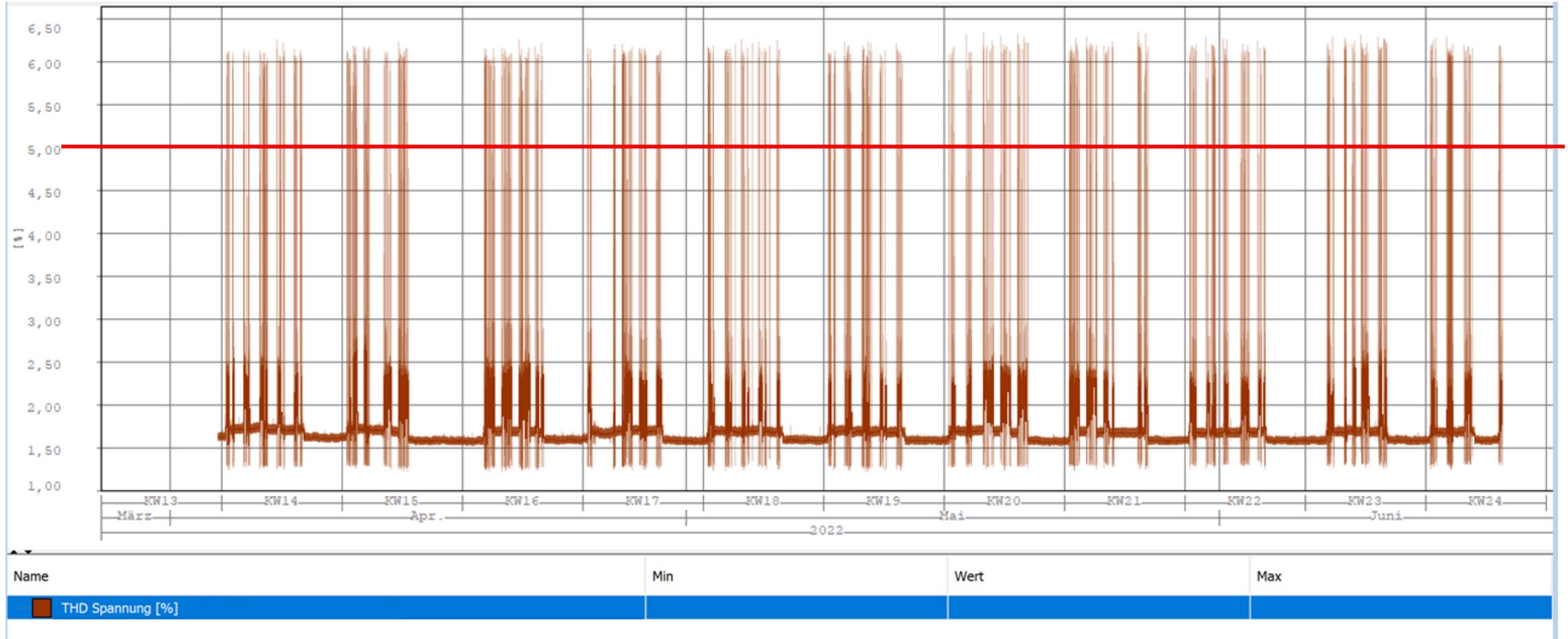
Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)

Diese VDE-Anwendungsregel "TAR Niederspannung" fasst die technischen Anforderungen zusammen, die bei der Planung, bei der Errichtung, beim Anschluss und beim Betrieb von elektrischen Anlagen an das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers zu beachten sind. Sie ist für Anlagen anzuwenden, die neu an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden, sowie bei einer Erweiterung oder Änderung. Für einen bestehenden, unveränderten Teil der elektrischen Anlage gibt es seitens der TAR keine Anpassungspflicht, sofern eine sichere und störungsfreie Stromversorgung gewährleistet ist.

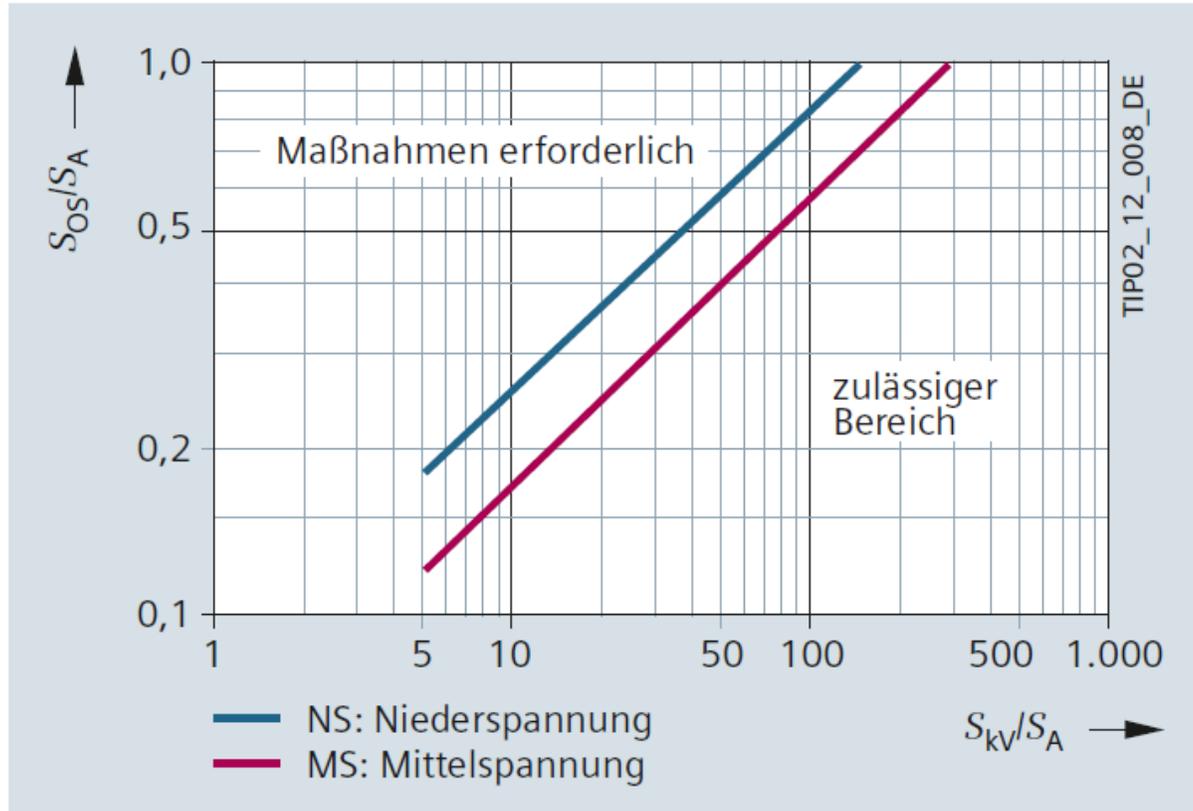
Die "TAR Niederspannung" gilt für Bezugsanlagen und - in Verbindung mit der VDE-AR-N 4105 "Erzeugungsanlagen am Niederspannungs-netz" - auch für Erzeugungsanlagen. Zudem sind Anforderungen, die sich aus dem Anschluss und dem Betrieb von Speichern und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge ergeben, enthalten.

		VDE-AR-N 4100	VDE
		Dies ist eine VDE-Anwendungsregel im Sinne von VDE 0022 unter gleichzeitiger Einhaltung des in der VDE-AR-N 100 (VDE-AR-N 4000) beschriebenen Verfahrens. Sie ist nach der Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	FNN
Vervielfältigung – auch für innerbetriebliche Zwecke – nicht gestattet.			
ICS 29.240.01		Ersatz für VDE-AR-N 4101:2015-09 und VDE-AR-N 4102:2012-04 Siehe Anwendungsbeginn	
Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)			
Technical rules for the connection and operation of customer installations to the low voltage network (TAR low voltage)			
Exigences techniques pour la connexion et l'opération des installations des clients au réseau à basse tension (TAR basse tension)			
Gesamtumfang 91 Seiten			
VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.			
© DIN Deutsches Institut für Normung e. V. und VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. Jede Art der Vervielfältigung, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung des DIN, Berlin, und des VDE, Frankfurt am Main, gestattet. Vertrieb durch VDE VERLAG GMBH, 10625 Berlin			
Preis: 48 € VDE-Vertr.-Nr. 0100514			

Oberschwingungen am USV-Netz: Überschreitung des Grenzwertes



Grafische Bewertung für den Oberschwingungsanteil



S_{OS} = Oberschwingungsanteil der Anlage
 S_{KV} = Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt
 S_A = Anlagenanschlussleistung

$$\frac{S_{OS}}{S_A} = b \times \sqrt{\frac{S_{KV}}{S_A}}$$

($b = 0,082$ für Niederspannung, bzw. $b = 0,058$ für Mittelspannung)

Kurzschlussleistung und Thevenin-Äquivalenz

Verständnis und Berechnung

Definition der Kurzschlussleistung

Kurzschlussleistung (S_k): Fähigkeit eines Netzes, Strom während eines Kurzschlusses zu liefern.

Formel: $S_k = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_k$

Beziehung zur Netzimpedanz

Netzimpedanz Z_k : Widerstand und Reaktanz des Netzes bis zur Kurzschlussstelle.

Berechnung: $Z_k = \frac{U_n}{I_k}$

Ableitung: $S_k = \frac{3 \cdot U_n^2}{Z_k}$

Interpretation der Netzimpedanz

- **Hohe Netzimpedanz: Niedrigere Kurzschlussleistung $S_{\{k\}}$**
- **Niedrige Netzimpedanz: Höhere Kurzschlussleistung $S_{\{k\}}$**

Thevenin-Äquivalenz

Thevenin-Theorem: Ersetzt lineares Netzwerk durch Spannung $U_{\{th\}}$ und Widerstand $Z_{\{th\}}$



Berechnung der Kurzschlussleistung

Thevenin-Spannung U_{th}

Thevenin-Impedanz Z_{th}

Formel: $I_k = \frac{U_{th}}{Z_{th}}$

Kurzschlussleistung: $S_k = \frac{3 \cdot U_{th}^2}{Z_{th}}$

Beispielrechnung

Gegeben: $U_{th} = 400V$, $Z_{th} = 0.1\Omega$

Kurzschlussstrom $I_k = 4000A$

Kurzschlussleistung $S_k = 2.77MVA$

Bewertung für den Oberschwingungsanteil

Eine wichtige Einsatzmöglichkeit aktiver Filter ist die Reduktion der summierten N-Leiterströme, wie sie zum Beispiel durch die Phasenanschnittsteuerung vieler Netzteile oder durch Energiesparlampen erzeugt werden.

Gerade die Störungen der dritten Oberschwingung mit einer Frequenz von 150 Hz summieren sich im N-Leiter.

Zu beachten ist, dass bei hohen N-Leiter-Strömen neben den Kabeln, wie in DIN VDE 0298-4 beschrieben, auch die Schaltanlagen und Transformatoren unter Umständen größer dimensioniert werden müssen.

Bei Transformatoren können dann Stromrichtervarianten in Betracht gezogen werden. Oder die Kosten für eine Überdimensionierung der Transformatoren werden durch verringerte Energieverluste im Betrieb ausgeglichen.

Bewertung für den Oberschwingungsanteil

Werden die Grenzwerte von für SOS/SA überschritten, können passive oder aktive Filter als wirksame Maßnahmen zur Begrenzung von Oberschwingungen eingesetzt werden.

Während sich durch den Betrieb von passiven Filtern nur Oberschwingungen der darauf abgestimmten Frequenzen beeinflussen lassen, wird durch ein aktives Filter die Analyse der Störung durchgeführt und ein „negatives“ (um 180° phasenverschobenes) Oberschwingungs-spektrum zur weitgehenden Auslöschung der Störungen ausgesandt.

Durch ein Aktivfilter in Paralleleinkopplung wird der vorgelagerte Netzstrom optimiert, wohingegen die Serieneinkopplung vornehmlich zur gezielten Verbesserung der Spannungs-qualität für einzelne Verbraucher genutzt wird.

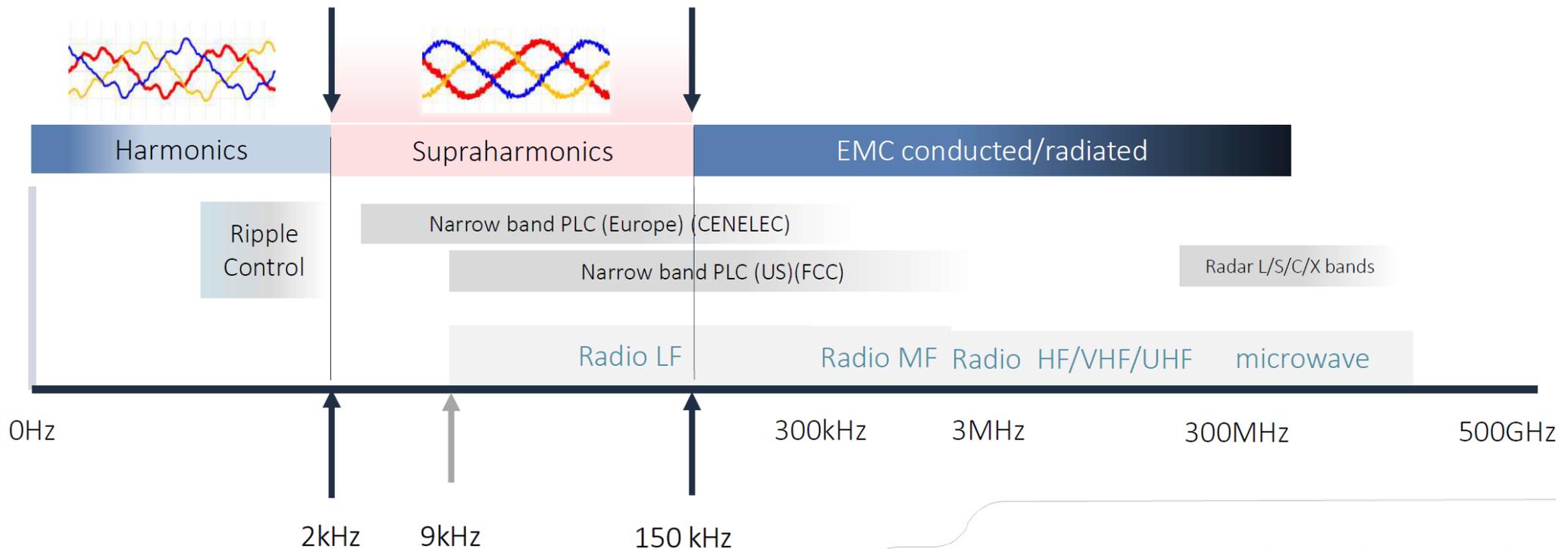
Allerdings ist es auch durch aktive Filter nicht möglich, dass der Strom- und der Spannungsverlauf gleichzeitig nahezu sinusförmig werden.

IEC 61000-2-2:2018 Electromagnetic compatibility (EMC) –
Part 2-2: Environment – Compatibility levels for low frequency conducted
disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems

Grenzwerte: Voltage distortion in differential mode from 9 kHz to 150 kHz

Spannungsverzerrung im „Differential Mode“ von 9 kHz bis 150 kHz

2 kHz ~ 150 kHz range Conducted Emissions “supraharmonics”



Wie breiten sich 2kHz~150kHz-Emissionen aus?

Durch Stromleitungen, Erdkabel, Gebäudeverkabelung...

- Das Stromnetz ist so ausgelegt, dass es 50 Hz-Strom von einem Ort zum anderen transportiert.
- Zufälligerweise überträgt es auch 2kHz-150kHz recht effizient.
- Die auf Effizienz ausgelegten Transformatoren lassen auch leitungsgebundene Emissionen durch



Woher kommen sie?

Leistungselektronik – Schaltgeräte

Emissionen bei Schaltfrequenz und Vielfachen der Frequenz Wechselrichter

- Solaranlagen (PV)
- Windkraftanlagen
- Brennstoffzellen
- BESS (Batterie-Energiespeichersysteme)
- USV
- Auto-Ladegeräte (Wallbox..)
- Umrichter (VFD)



Schäden durch unentdeckte Supraharmonische Ströme

Überhitzung von Stromversorgungsgeräten, beschleunigte Alterung, Brand von Bauteilen

...(zu hohe Ströme in Kondensatoren)

- Messfehler (intelligente Zähler..)
- Gestörte PLC-Kommunikation
- Elektronische Steuerungen (z. B. LED-Beleuchtungssteuerung)
- Akustische Effekte



Hauptkomponenten der Energieversorgung

Auslegungsparameter / Dimensionierung

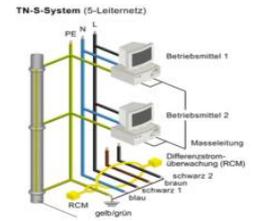
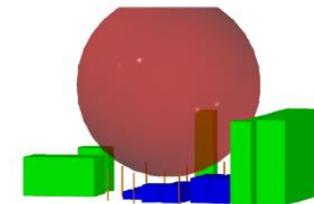
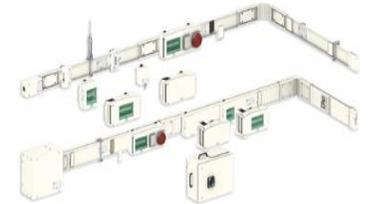
Die maximale Leistung des Stromversorgungssystems für das Rechenzentrum muss so bemessen werden, dass Folgendes berücksichtigt ist:

- Die maximal geplante IT-Last sowie Reserven für zukünftige Erweiterungen zur Berücksichtigung der technischen Weiterentwicklung (typischerweise, aber nicht notwendigerweise, basierend auf den veröffentlichten Einschaltströmen, die vom Hersteller der Geräte und Einrichtungen bereitgestellt werden)
- Die maximale mechanische Kühllast (typischerweise basierend auf der zu erwartenden Höchsttemperatur außerhalb des Rechenzentrums)
- Die Kleingeräte-, Sicherheits-, Beleuchtungs-, Gebäude- und Energiesteuerungen
- Die Verluste im Stromverteilungssystem



Komponenten der Stromversorgung

- Netzversorgung
- MSHV (Mittelspannungshauptverteilung)
- Transformator
- NSHV (Niederspannungshauptverteilung)
- NEA (Notstromersatzaggregat)
- USV-Anlage (Unterbrechungsfreie Stromversorgung)
- Kabel / Stromschienen
- Steckdosenleisten
- Netzform TN-S
- Blitzschutz / EMV-Konzept



Transformatoren



Transformatoren: Umgebungs-, Klima- und Brandklassen nach IEC 60076-11 (VDE 0532-76-11)

Umgebungs-kategorie	
Klasse E0	kein Feuchteniederschlag, Verschmutzung vernachlässigbar
Klasse E1	gelegentlicher Feuchteniederschlag, Verschmutzung begrenzt möglich
Klasse E2	häufiger Feuchteniederschlag oder Verschmutzung, auch beides gleichzeitig
Klimakategorie	
Klasse C1	Innenraumaufstellung nicht unter -5 °C
Klasse C2	Freiluftaufstellung bis herab auf -25 °C
Brandklasse	
Klasse F0	Eine Begrenzung der Brandgefahr ist nicht vorgesehen.
Klasse F1	Durch die Eigenschaften des Transformators wird die Brandgefahr begrenzt

Wie viele Transformatoren werden benötigt?

Abhängig von den Anwendungen kann der Einsatz mehrerer parallel betriebener Transformatoren sinnvoll sein. GEAFOL Transformatoren sind praktisch wartungsfrei.

Ein Reservetransformator für Wartungsarbeiten braucht daher nicht eingeplant werden.

Achtung!

Bei Parallelbetrieb zweier Transformatoren ist darauf zu achten, dass beide Transformatoren die gleichen technischen Merkmale (einschließlich der Bemessungskurzschlussspannung) aufweisen.

Für die Auslegung zweier Transformatoren im Parallelbetrieb bestimmt man als Anhaltswert:

Bemessungsleistung jedes Transformators = $1/2 \times (\text{Leistungsbedarf} / 0,8)$



Transformatorzusatzbelüftung für mehr Leistung

- Durch den Anbau von Querstromlüftern kann die Leistung von GEA FOL Transformatoren bis 2.500 kVA, Schutzart IP00, auf 130% bzw. 150 % gesteigert werden.
- Mit einer effizienten Beblasung kann zum Beispiel die Dauerleistung des 1.000-kVA-Transformators auf 1.300 kVA bzw. 1.500 kVA angehoben werden.
- Hierbei betragen allerdings auch die Kurzschlussverluste das 2-fache bzw. 2,3-fache des Wertes bei 100 % Nennlast.
- Die Zusatzbelüftung ist ein erprobtes Mittel zum Abdecken von Spitzenlasten und als Reserve bei Ausfall eines Transformators im Parallelbetrieb.



Temperatur der Kühlluft

Transformatoren werden entsprechend der einschlägigen Normen für folgende Werte der Kühlluft ausgelegt:

- maximal 40 °C
- Tagesmittel 30 °C
- Jahresmittel 20 °C

Anlagenbelastbarkeit in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur

Umgebungstemperatur (Jahresmittel)	Belastbarkeit
-20 °C	124%
-10 °C	118%
0 °C	112%
+10 °C	106%
+20 °C	100%
+30 °C	93%



Netzersatzanlage

Unterschiede zwischen Allgemeinstrom-, Ersatzstrom- und Sicherheitsstromversorgung

Normativ werden gemäß VDE 0100-200 zunächst die drei grundsätzlichen Begriffe unterschieden:

- Allgemeinstromversorgung (AV)
- Ersatzstromversorgung oder Netzersatzanlage (NEA)
- Sicherheitsstromversorgung (SV)

Eine Allgemeinstromversorgung dient grundsätzlich erst einmal zur Stromversorgung von allgemeinen nicht kritischen Verbrauchern (z.B. für Licht, Steckdosen oder Maschinen).

Der Ausfall der Allgemeinstromversorgung des Energieversorgers führt zum Ausfall der angeschlossenen Verbraucher.

Aufgaben einer Ersatzstromversorgungsanlage (NEA)

Eine Ersatzstromversorgungsanlage dient hingegen zur Stromversorgung einer elektrischen Anlage, um bei einer Unterbrechung der üblichen Stromversorgung die Verbraucher aus anderen Gründen als für Sicherheitszwecke aufrechtzuerhalten.

Das heißt, es handelt sich z.B. um eine vom Allgemeinstromnetz des Energieversorgers unabhängige Energieversorgung, die etwa aus wirtschaftlichen Gründen zusätzlich vorhanden ist.

Der Ausfall der Allgemeinstromversorgung des Energieversorgers (Ausfall von Generatoren, Transformatoren oder Kabel- und Leitungsanlagen) führt zur Aktivierung dieser unabhängigen Stromquelle und zum Weiterbetrieb (sog. Inselbetrieb) der angeschlossenen Verbraucher.

Die angeschlossenen Verbraucher sind nicht sicherheitsrelevant. Wenn die Ersatzstromquelle ausfällt, kann ein wirtschaftlicher Schaden entstehen.

Wie unangenehm dieser auch ist (z.B. finanzielle Einbußen, Datenverlust oder sogar unternehmensgefährdende Verluste), es besteht keine direkte Gefahr für Leib und Leben.

Schutzziele einer Sicherheitsstromversorgung (SV)

Eine Sicherheitsstromversorgung ist im Gegensatz zu den zuvor genannten Energieversorgungen dazu bestimmt, als Teil einer elektrischen Anlage für Sicherheitszwecke verwendet zu werden (sog. Stromquelle für Sicherheitszwecke).

Elektrische Anlagen für Sicherheitszwecke sind für die Aufrechterhaltung von elektrischen Betriebsmitteln bestimmt, die von wesentlicher Bedeutung sind.

Dies kann zum einen für die Sicherheit und Gesundheit von Personen und Nutztieren und/oder zur Vermeidung von Umweltschäden und Schäden an anderen Betriebsmitteln erforderlich sein.

Die angeschlossenen Verbraucher sind somit sicherheitsrelevant (sog. Sicherheitsstrom-verbraucher).

Für diese Sicherheitsstromquellen wird deshalb normativ und teilweise auch behördlich eine hohe Betriebssicherheit sowie Qualität bezüglich Strom, Spannung und Regelverhalten bei Be- und Entlastungen gefordert (z.B. für Zu- und Abschaltungen von Verbrauchern während des Betriebs).

Netzersatzanlage

Eine Netzersatzanlage (NEA) liefert elektrische Energie bei Ausfall der öffentlichen Versorgung und kann aus verschiedenen Gründen erforderlich sein:

- Erfüllung gesetzlicher Vorschriften bei baulichen Anlagen für Menschenansammlungen, Krankenhäusern o. Ä.
- Erfüllung behördlicher oder gesetzlicher Forderungen zum Betrieb von Hochhäusern, Geschäftshäusern, Arbeitsstätten, Großgaragen o. Ä.
- Aufrechterhaltung des Betriebes von sicherheitstechnischen Systemen wie Sprinkleranlagen, Entrauchungsanlagen, Leit- und Überwachungseinrichtungen o. Ä.
- Aufrechterhaltung des Betriebes von IT-Anlagen
- Absicherung von Produktionsprozessen in der Industrie
- Abdeckung von Spitzenlasten bzw. zur Ergänzung der Netzversorgung



Auslegung der Aggregate

Maßgebend für die Auslegung und Fertigung von Netzersatzaggregaten sind die Normenreihen ISO 8528 und DIN 6280.

Hieraus ergibt sich entsprechend den Verbrauchieranforderungen die Ausführungsklasse des Aggregates.

Für die Auslegung der Aggregate-Nennleistung sind unter anderem folgende Faktoren bedeutsam:

- Summe der angeschlossenen Verbraucher = Verbraucherleistung
- Betriebsverhalten der Verbraucher (zum Beispiel Schaltnetzteile, Frequenzumformer und statische USV-Geräte mit hohen Stromverzerrungen)
- Gleichzeitigkeitsfaktor $g = 1$
- Einschaltverhalten der Verbraucher
- Dynamisches Verhalten und Lastaufschaltverhalten des Aggregats
- Umgebungsbedingungen am Aufstellungsort des Aggregats
- Reserven für Erweiterungen
- Kurzschlussverhalten



Einbindung in Netzkonzept

Durch die verbraucherabhängigen Randbedingungen der SV wie Leistungsanforderungen, Energieverteilungskonzept, Gleichzeitigkeitsfaktor und Erweiterungsreserven sind folgende Auswahlkriterien für die NEA zu betrachten:

- Netzeinspeisung der NEA auf Mittelspannungs- oder Niederspannungsebene
- Verteilung der SV-Last auf mehrere parallel geschaltete NEAs oder Versorgung über eine große NEA
- Zentrale Aufstellung der NEA oder Verteilung einzelner Anlagen nahe bei den SV-Verbrauchern

Bei Auswahl und Konzeption der NEA ist zu beachten, dass die Unterschiede bei der Verkabelung der Sicherheitsstromversorgung, die Störanfälligkeit der Steuerung, der Aufwand für Schalt- und Schutzmaßnahmen sowie die Versorgung der „notstromberechtigten“ Verbraucher während Wartung und Reparatur berücksichtigt werden.

Einbindung in Netzkonzept

Für die Wahl zwischen Mittel- und Niederspannungsebene werden kurz einige Entscheidungskriterien aus Sicht der Mittelspannung gegeben.

Die Mittelspannung hat folgende Vorteile:

- Größere Leistungen lassen sich besser über längere Strecken transportieren;
- Bessere Netzqualität bei ausgedehnten Netzen (Spannungsfall)
- Kleinere niederspannungsseitige Sammelschienenströme ermöglichen kostengünstigere Niederspannungs- Schaltanlagen
- Bei der Schutzmaßnahme „Schutz durch Abschaltung“ im TN-S-Netz ist der erforderliche Kurzschlussstrom wesentlich leichter zu erreichen.

Die Mittelspannung hat folgende Nachteile:

- Ab einem Leistungsbedarf kleiner etwa 400 kVA ist die Wirtschaftlichkeit zu prüfen
- Bei umfangreichen Netzen ist ein höherer Aufwand für das Schutzkonzept nötig
- Es sind auch im Netz der Sicherheitsstromversorgung (zusätzliche) Transformatoren mit den zugehörigen Schaltanlagen und entsprechendem Schutz erforderlich;
- Höhere Qualifikation des Schaltpersonals ist erforderlich.

Allgemein ist eine Mittelspannungsversorgung nur dann wirtschaftlich, wenn hohe Leistungen über größere Entfernungen zu transportieren sind.

Einschalt- und Betriebsverhalten

Das Anlauf- bzw. Einschaltverhalten von Elektromotoren, Transformatoren, großer Beleuchtungsanlagen, Umluftkühlgeräte, Chiller oder ähnlichem hat entscheidenden Einfluss auf die Aggregateleistung.

Besonders bei einem hohen Anteil von kritischen Verbrauchern im Verhältnis zur Aggregateleistung muss eine individuelle Prüfung erfolgen.

Die Möglichkeit einer zeitlich gestaffelten Zuschaltung von Verbrauchern oder Verbrauchergruppen kann die erforderliche Aggregateleistung deutlich begrenzen.

Bei Verwendung von Turbolader-Motoren muss die Last in Stufen zugeschaltet werden.

Einschalt- und Betriebsverhalten

Das dynamische Verhalten des Aggregates bei Volllastzuschaltung und bei den zu erwartenden Lastwechseln ist auf die zulässigen Werte der Verbraucher abzustimmen.

Durch die Art der Verbraucher oder durch entsprechende Vorschriften ergibt sich die Ausführungsklasse des Aggregates gemäß ISO 8528. Die Einhaltung der geforderten Werte kann eine Überdimensionierung von Motor, Generator oder beiden Komponenten bedingen.

Grundsätzlich muss berücksichtigt werden, dass moderne Dieselmotoren mit Turboladern und gegebenenfalls Ladeluftkühlung meist nicht für Lastzuschaltungen von größer ca. 60 % in einem Laststoß geeignet sind.

Werden keine besonderen verbraucherabhängigen Anforderungen an das Aggregat gestellt, muss die Lastzuschaltung in mehreren Laststufen erfolgen.

Kurzschlussverhalten

Werden keine besonderen Maßnahmen getroffen, erbringen die Generatoren von Aggregaten einen dreipoligen Dauerkurzschlussstrom von ca. 3 bis $3,5 \times I_n$ an den Generatorklemmen.

Werden durch die jeweilige Aggregate-Anlage umfangreiche Netze gespeist, kann zum Beispiel zur Einhaltung der Abschaltbedingung ein größerer Kurzschlussstrom erforderlich sein.

In diesen Fällen wird eine Überdimensionierung des Generators notwendig oder alternativ der Einsatz eines Auslösers mit Erdschluss-Schutzfunktion.

Klassen von Generatoren: ISO 8528-1:2018

Four performance classes are defined in order to cover the various requirements of the supplied electrical systems as follows:

- a) Class G1: This applies to generating set applications where the connected loads are such that only basic parameters of voltage and frequency need to be specified.

EXAMPLE General-purpose applications (lighting and other simple electrical loads).

- b) Class G2: This applies to generating set applications where its voltage characteristics are very similar to those for the commercial public utility electrical power system with which it operates. When load changes occur, there can be temporary but acceptable deviations of voltage and frequency.

EXAMPLE Lighting systems, pumps, fans and hoists.

- c) Class G3: This applies to applications where the connected equipment makes severe demands on the stability and level of the frequency, voltage and waveform characteristics of the electrical power supplied by the generating set.

EXAMPLE Telecommunications and thyristor-controlled loads. Both rectifier and thyristor-controlled loads can need special consideration with respect to their effect on generator-voltage waveform.

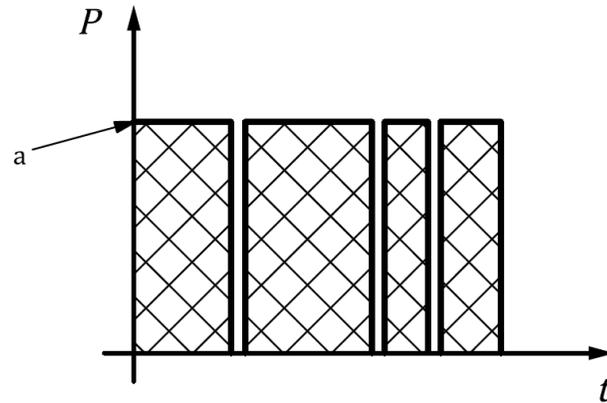
- d) Class G4: This applies to applications where the demands made on the stability and level of the frequency, voltage and waveform characteristics of the electrical power supplied by the generating set are exceptionally severe.

EXAMPLE Data-processing equipment or computer systems.

Power Ratings Kategorien: COP

14.3.2 Continuous power (COP)

Continuous power is defined as being the maximum power which the generating set is capable of delivering continuously while supplying a constant electrical load when operated for an unlimited number of hours per year under the agreed operating conditions with the maintenance intervals and procedures being carried out as prescribed by the manufacturer (see [Figure 1](#)).



Key

t time

P power

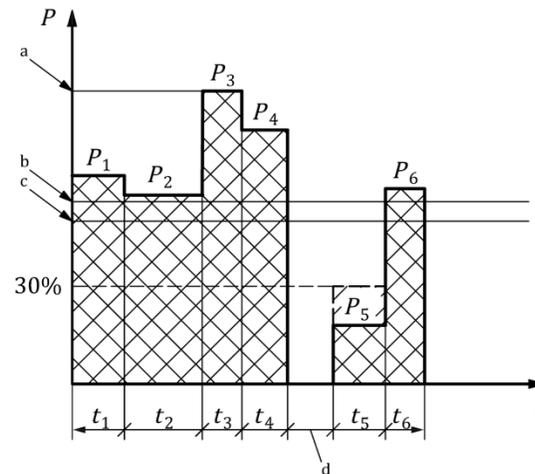
a Continuous power (100 %).

Power Ratings Kategorien: PRP

14.3.3 Prime power (PRP)

Prime power is defined as being the maximum power which a generating set is capable of delivering continuously while supplying a variable electrical load when operated for an unlimited number of hours per year under the agreed operating conditions with the maintenance intervals and procedures being carried out as prescribed by the manufacturer (see [Figure 2](#)).

The permissible average power output, P_{pp} , over 24 h of operation shall not exceed 70 % of the PRP unless otherwise agreed by the RIC engine manufacturer.



Key

- t time
- P power
- a Prime power (100 %).
- b Permissible average power during a 24 h period (P_{pp}).
- c Actual average power over a 24 h period (P_{pa}).
- d Stop.

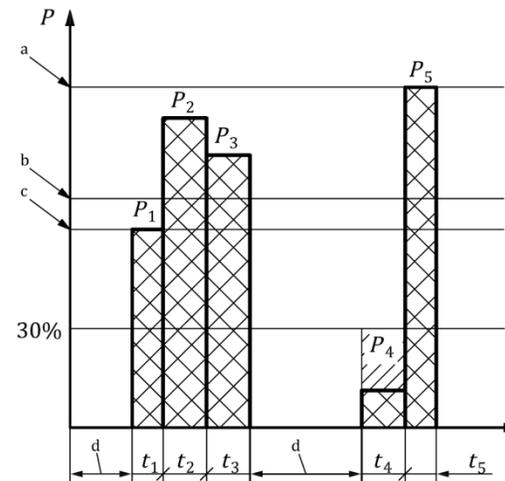
NOTE $t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n = 24 \text{ h}$.

Power Ratings Kategorien: ESP

14.3.5 Emergency standby power (ESP)

Emergency standby power is defined as the maximum power available during a variable electrical power sequence, under the stated operating conditions, for which a generating set is capable of delivering in the event of a utility power outage or under test conditions for up to 200 h of operation per year with the maintenance intervals and procedures being carried out as prescribed by the manufacturers (see [Figure 4](#)).

The permissible average power output, P_{pp} , (see [Figure 4](#)) over 24 h of operation shall not exceed 70 % of the ESP unless otherwise agreed by the RIC engine manufacturer.



Key

- t time
- P power
- a Emergency standby power (100 %).
- b Permissible average power during a 24 h period (P_{pp}).
- c Actual average power over a 24 h period (P_{pa}).
- d Stop.

Power Ratings Kategorien: DCP

14.3.6 Data centre power (DCP)

Data centre power is defined as being the maximum power which a generating set is capable of delivering while supplying a variable or continuous electrical load and during unlimited run hours. Depending on the sites to supply and the availability of reliable utility, the generating set manufacturer is responsible to define what power level he is able to supply to fulfil that requirement including hardware or software or maintenance plan adaptation.

NOTE The engine driven alternating current generating set is a reliable source of power for the data centre and it can be also used to back up a reliable utility. Prolonged operation at load in parallel with a utility is not permitted.

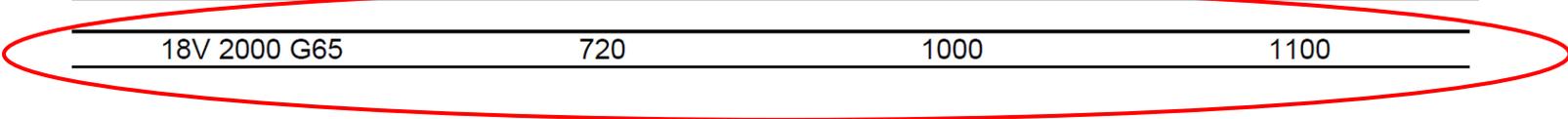


Auswahl MTU Motor: was dabei schief gehen kann

Motor in Basisausführung – Energieversorgung BR2000 G05 mit Luft-Ladeluftkühlung (TD)

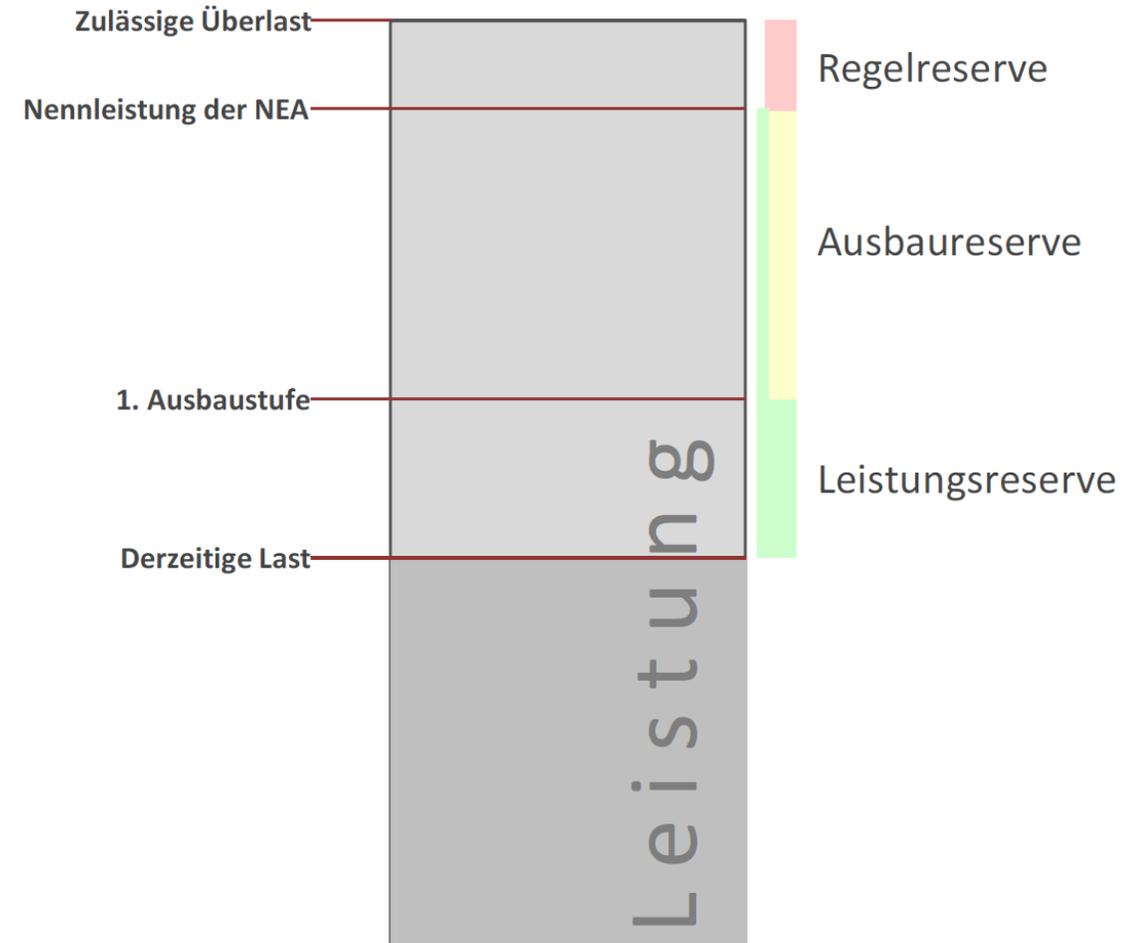
Anwendungsgruppe	Dauerbetrieb uneingeschränkt (COP) 3A	Dauerbetrieb variabel (PRP) 3B	Notstrombetrieb (ESP) 3D
Betriebsart	Dauerbetrieb	Dauerstrom mit variabler Last	Notstrom mit variabler Last
Lastfaktor	100 %	≤ 75 %	≤ 85 %
Betriebsstunden	unbegrenzt	unbegrenzt	max. 500/Jahr
Leistungsdefinition ISO 3046 SAEJ1995 / J1349	10 % überlastbar (ICXN)	10 % überlastbar (ICXN)	blockierte Leistung (IFN)

Motortyp	kW bei 1500/min (50 Hz)		
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> oder ①	<input type="checkbox"/>
12V 2000 G25	-	580	635
12V 2000 G65	515	695	765
16V 2000 G25	-	810	890
16V 2000 G65	655	890	975
18V 2000 G65	720	1000	1100



NEA Reserven

- Regelleistung vom Hersteller nicht immer ausreichend
 - Zeitliche Limitierung
 - Abhängig von Verbrauchern ggf. höherer Leistungsablauf
- Minderlast kann auch zum Problem werden
 - Geringere Erstausbaustufe
 - 50% Last bei VK4/Level 4



Treibstoffe

- Berechnung des Verbrauchs bei permanentem Volllastbetrieb
 - Liefervertrag für rechtzeitige Versorgung
 - Nachtanken bei 75 % Kraftstoffreserve in Vorratstank(s)
- BHKW, sonstige gasbetriebene Aggregate, etc. ersetzt keine NEA wegen Regelverhalten
 - Treibstofflagerung vor Ort
 - Sicherstellung der Wärmeabnahme, z.B. auch im Sommer



	VDE-AR-N 4110	VDE
	Dies ist eine VDE-Anwendungsregel im Sinne von VDE 0022 unter gleichzeitiger Einhaltung des in der VDE-AR-N 100 (VDE-AR-N 4000) beschriebenen Verfahrens. Sie ist nach der Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	FNN
<p>Vervielfältigung – auch für innerbetriebliche Zwecke – nicht gestattet.</p> <p>ICS 29.240.01</p> <p>Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)</p> <p>Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the medium voltage network (TAR medium voltage)</p> <p>Exigences techniques pour la connexion et l'opération des installations des clients au réseau à moyenne tension (TAR moyenne tension)</p> <p style="text-align: right;">Gesamtumfang 257 Seiten</p> <p style="text-align: center;">VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.</p>		



VDE-AR-N 4110:2018-11

8.9.2 Dauer des Netzparallelbetriebes

Die Dauer für den Netzparallelbetrieb umfasst nur die Umschaltzeit nach erfolgreicher Synchronisierung von Notstromaggregat und Netz des Netzbetreibers und ist nur für maximal 100 ms gestattet. Dabei sind die Synchronisierungsbedingungen nach 10.4.2 einzuhalten. Synchronisierung und Umschaltung dürfen nur automatisch erfolgen.

Geht der Parallelbetrieb eines Notstromaggregates mit dem Netz des Netzbetreibers über den zur Synchronisierung zugelassenen Kurzzeitparallelbetrieb von maximal 100 ms hinaus, sind die Anforderungen für Erzeugungsanlagen dieser VDE-Anwendungsregel einschließlich des Nachweises der elektrischen Eigenschaften anzuwenden. Damit wirken diese Anlagen nicht mehr als Notstromaggregate. Maßgeblich für die zugrunde zu legenden VDE-Anwendungsregeln für Bestands-Notstromaggregate ist der Zeitpunkt der erstmaligen derartigen Nutzung des Notstromaggregates.

Ausgenommen hiervon ist der Probetrieb, der erforderlich ist, um die Funktionsfähigkeit zu überprüfen (ein Start je Monat mit maximal 60 min Probelauf mit mindestens 50 % der Nennlast) unter Berücksichtigung DIN 6280-13 bzw. DIN VDE 0100-560 (VDE 0100-560). In diesem Fall sind neben den in 8.9.1 beschriebenen Anforderungen die nach 5.3 und 5.4 einzuhalten. Zudem ist für das Notstromaggregat der Einsatz mindestens einer Entkupplungsschutzeinrichtung nach 10.3.3 vorzusehen. Ist beim Probetrieb ein Netzparallelbetrieb vorgesehen, muss dieser nach den Vorgaben des Netzbetreibers erfolgen.

Das Abrechnungskonzept für die Dauer des netzparallelen Probetriebs ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Dies gilt insbesondere bei Mischanlagen.

Niederspannungsschaltanlagen

Niederspannungs-Schaltanlagen

Bei der Planung einer Niederspannungs-Schaltanlage ist das Wissen über die Bedingungen am Einsatzort, die Schaltaufgabe sowie die Anforderungen an die Verfügbarkeit Voraussetzung für eine wirtschaftliche Dimensionierung.

Austauschbarkeit und Versorgungssicherheit (Life Cycle Management) sind die wichtigsten Kriterien für eine Energieverteilung im Rechenzentrum, um Ausfälle zu vermeiden.

Der Einsatz von Einschubtechnik in sowohl sicherungsloser als auch sicherungsbehafteter Technik ist dafür eine wichtige Grundlage.

Das Verhindern von Personen- und Anlagenschäden muss jedoch bei allen Ausführungen an erster Stelle stehen.

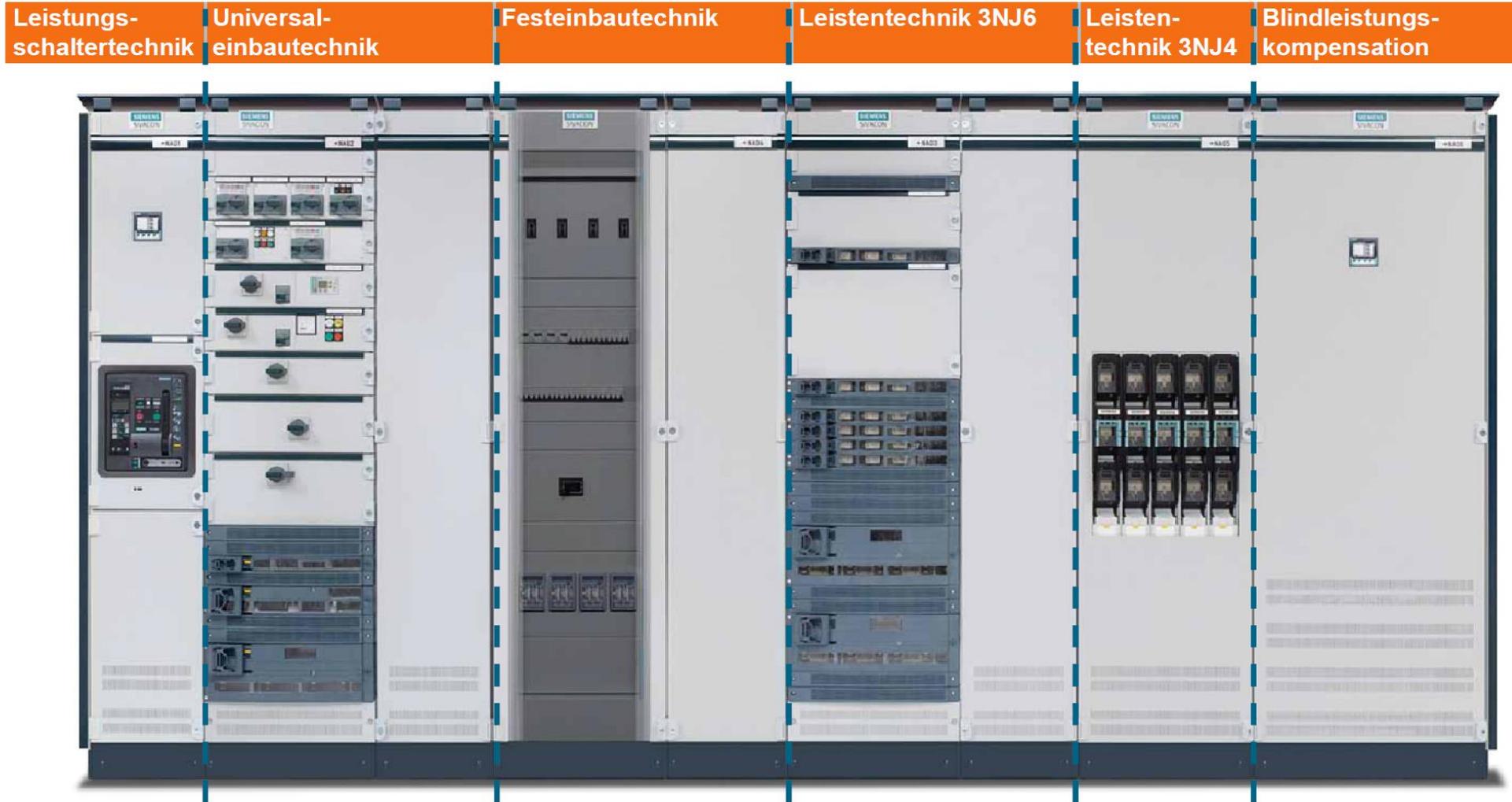
Bei der Auswahl der richtigen Schaltanlage ist daher darauf zu achten, dass eine bauartgeprüfte Schaltanlage (Bauartnachweis durch Prüfung nach IEC 61439- 1/-2 (VDE 0660-600-1/-2) mit der erweiterten Prüfung bezüglich des Verhaltens im Störlichtbogenfall (IEC/ TR 61641, VDE 0660-500, Beiblatt 2) eingesetzt wird.

Die Auswahl der Schalt- und Schutzgeräte muss immer unter dem Aspekt der einzuhaltenden Vorschriften bezüglich der Anforderungen an das gesamte Netz (Vollselektivität, keine Teilsselektivität) erfolgen.

Feldaufbau

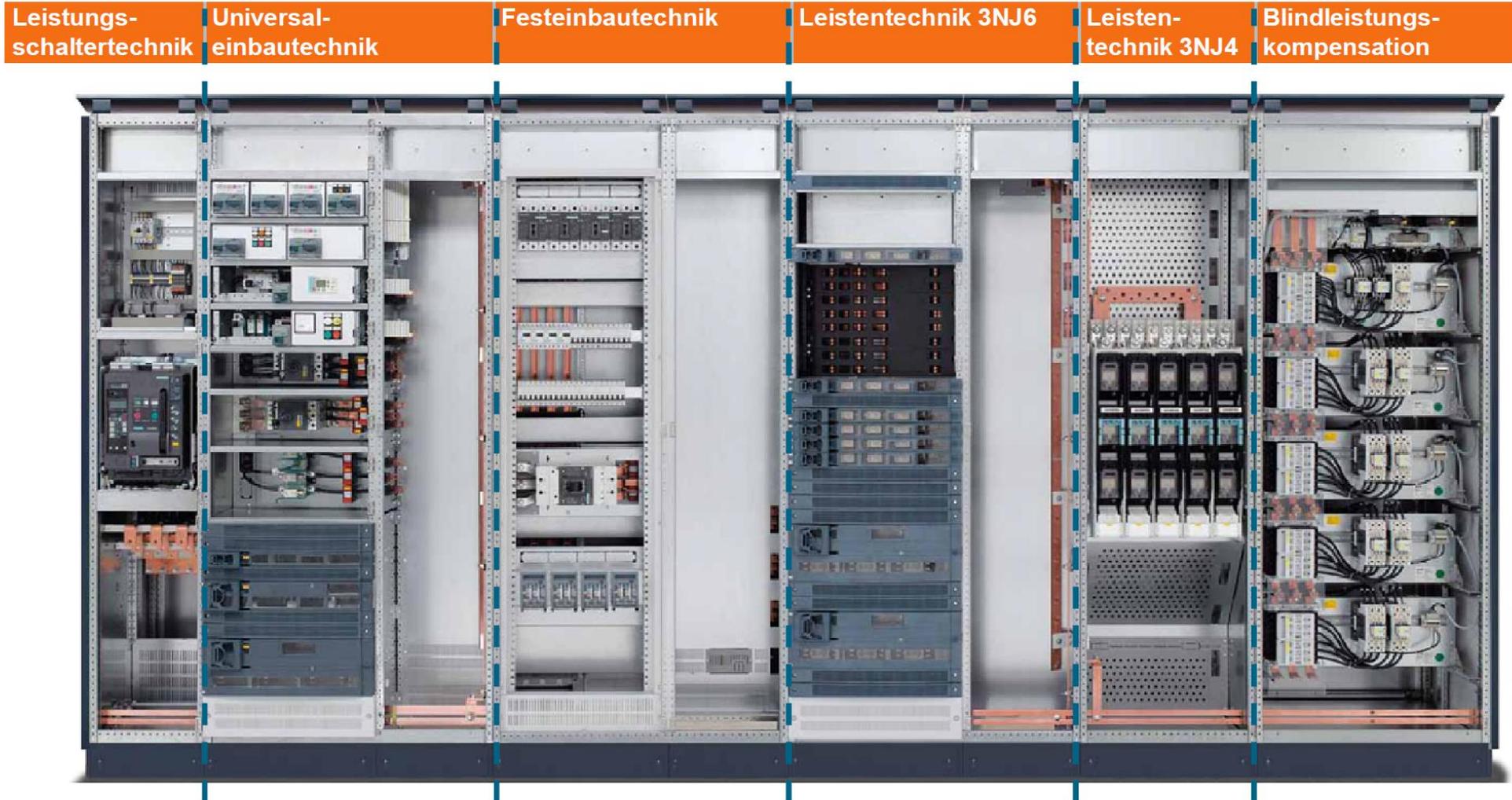
	Leistungs- schaltertechnik	Universal- einbautechnik	Fest- einbautechnik	Leistentchnik 3NJ6	Leistentchnik 3NJ4	Blindleistungs- kompensation
Einbautechnik	Festeinbau Einschubtechnik	Einschubtechnik Festeinbau mit Fachtüren Stecktechnik	Festeinbau mit Frontblenden	Stecktechnik	Festeinbau	Festeinbau
Funktionen	Einspeisung Abgang Kupplung	Kabelabgänge Motorabgänge (MCC)	Kabelabgänge	Kabelabgänge	Kabelabgänge	zentrale Kompensation der Blindleistung
Bemessungsstrom I_n	bis 6.300 A	bis 630 A bis 250 kW	bis 630 A	bis 630 A	bis 630 A	unverdrosselt bis 600 kvar verdrosselt bis 500 kvar
Anschlussart	front- oder rückseitig	front- oder rückseitig	frontseitig	frontseitig	frontseitig	frontseitig
Feldbreite (mm)	400 • 600 • 800 • 1.000 • 1.400	600 • 1.000 • 1.200	1.000 • 1.200	1.000 • 1.200	600 • 800 • 1.000	800
Innere Unterteilung	Form 1, 2b, 3a, 4b, 4 Type 7 (BS)	Form 3b, 4a, 4b, 4 Type 7 (BS)	Form 1, 2b, 3b, 4a, 4b	Form 3b, 4b	Form 1, 2b	Form 1, 2b
Sammelschienenlage	hinten/oben	hinten/oben	hinten/oben	hinten/oben	hinten	hinten/oben/ohne

Feldaufbau außen



Diese Feld entfällt
im RZ

Feldaufbau innen



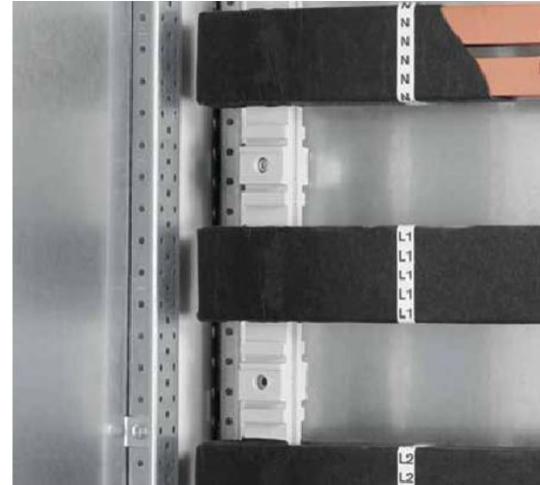
Sammelschienen (EMV optimal)



Störlichtbogensicherheit



Die Lichtbogenbarriere begrenzt die Auswirkungen im Lichtbogenfall auf ein Feld.



Isolierte Hauptsammelschienen verhindern das Entstehen von Lichtbögen.



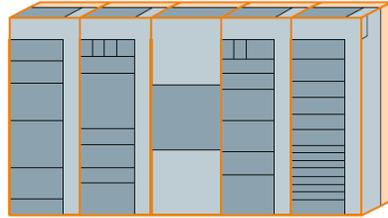
Die Schaltanlage begrenzt bzw. verhindert das Entstehen von Störlichtbögen.

Störlichtbogensicherheit bei einer Sivacon S8 Anlage

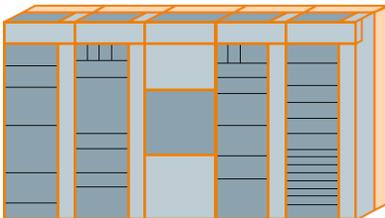
Stufe 1



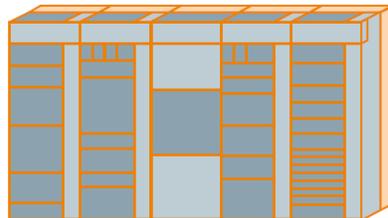
Stufe 2



Stufe 3



Stufe 4



- Für erhöhte Anforderungen an die Störlichtbogensicherheit entwickelte Siemens für das System SIVACON ein Stufenkonzept. Es basiert auf einer sehr hohen Personensicherheit ohne weitgehende Begrenzung der Auswirkungen des Lichtbogens innerhalb der Schaltanlage (**Stufe 1**) bei erhöhten Betriebsbedingungen.
- Die Personensicherheit ist auch die Basis der folgenden Stufen, welche zusätzliche Maßnahmen zum Anlagenschutz beinhalten.
- Bei der **Stufe 2** werden die Schäden auf ein Feld der Anlage begrenzt.
- In **Stufe 3** und **Stufe 4** werden die Auswirkungen auf den Funktionsraum bzw. Entstehungsort des Störlichtbogens begrenzt.

USV Anlage: Statische und dynamische Anlagen

USV Anlage

Durch den Einsatz einer USV-Anlage sollen empfindliche Verbraucher vor Störungen in der allgemeinen Stromversorgung (AV) geschützt und bei Netzausfällen sicher weiter betrieben werden können.

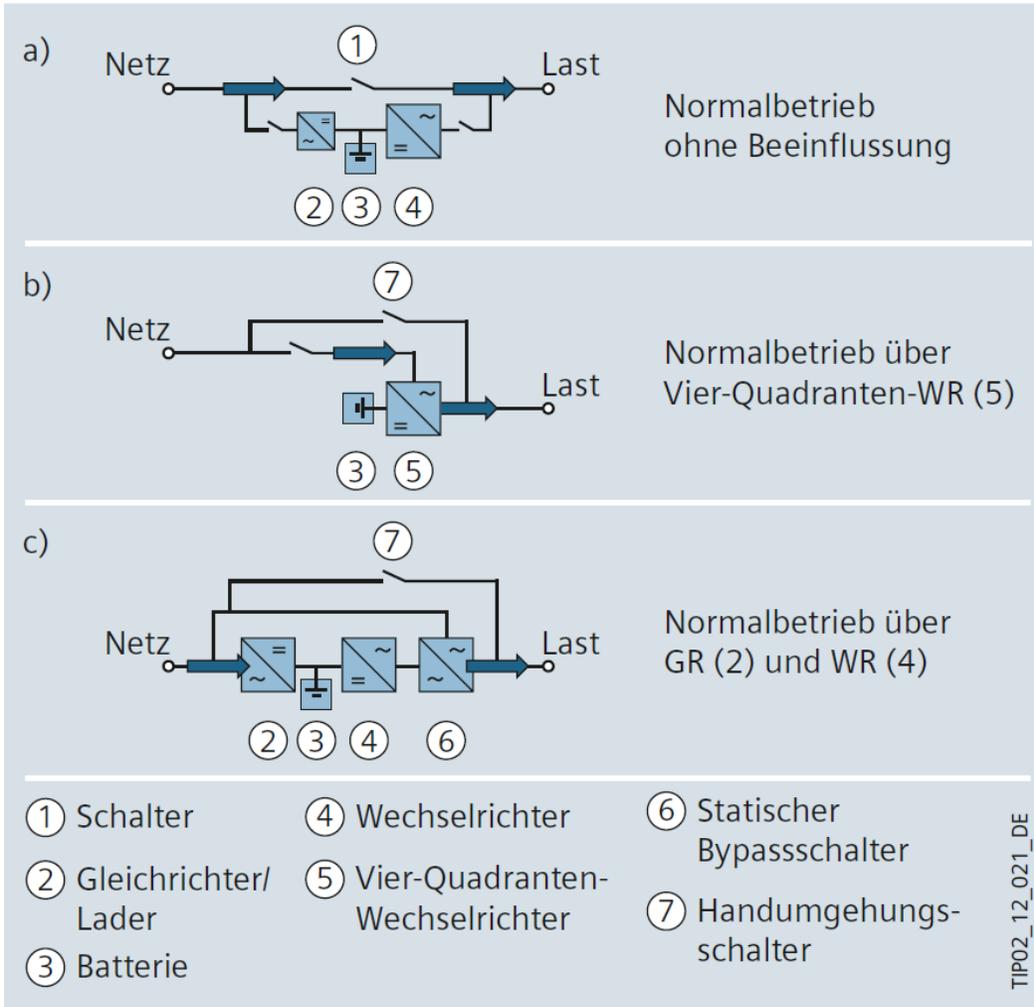
Bei der Planung folgende allgemeine Punkte hinsichtlich der USV beachtet werden:

- Selektivität für die Schalt- und Schutzfunktionalität in Verbindung mit dem USV-System
- Abschaltbedingungen (Personenschutz nach IEC 60364-4-41 (VDE 0100-410) in Verbindung mit dem USV-System
- Berücksichtigung der Kurzschlussenergie I^2t und des Kurzschlussstromes I_k für den statischen Bypass
- Schutz der USV-Hauptverteilung (möglicher SPoF) am USV-Ausgang; insbesondere bei USV-Parallelschaltung

Grundlegend wird zwischen dynamischen und statischen USV-Anlagen unterschieden.

Zu beachten ist dabei, dass es sich auch um eine statische USV-Anlage handelt, wenn ein rotierender Energiespeicher bei Spannungsproblemen zur Versorgung der kritischen Lasten über einen elektronischen Umrichter genutzt wird.

Statische USV Anlagen



USV-Systeme mit Energiefluss bei Normalbetrieb:

- a) Off-line-USV-Anlage,
- b) Line-interactive USV-System
- c) On-line-USV-System

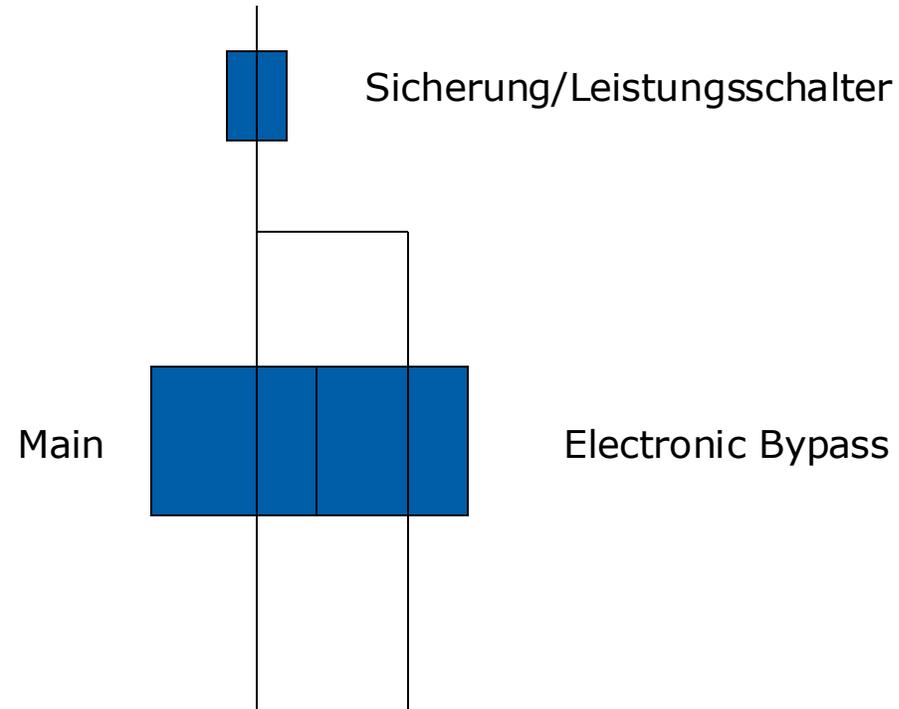


Statische USV Anlagen

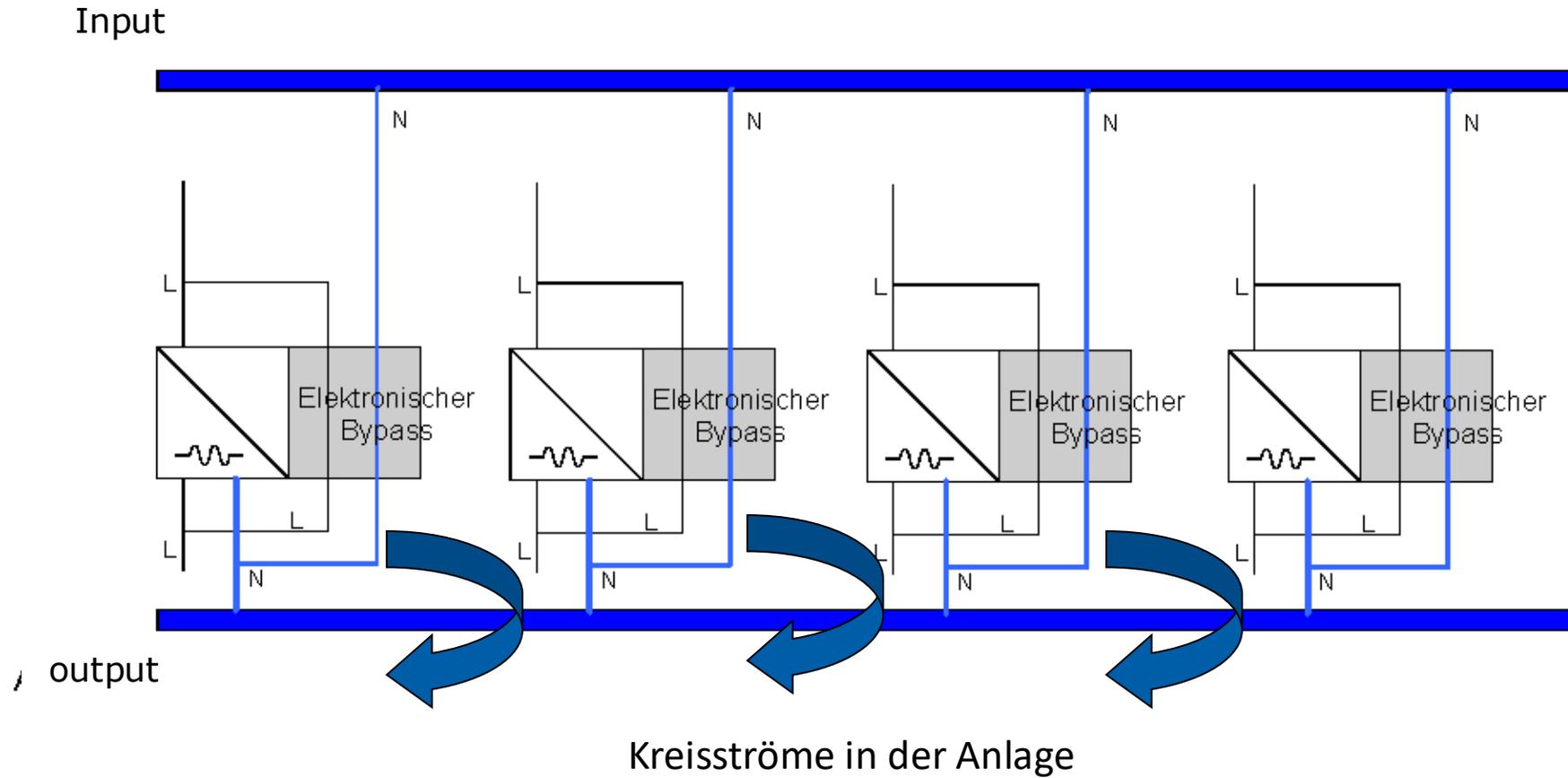
Arten von Netzstörungen und die passenden USV-Lösungen nach IEC 62040-3 (VDE 0558-530)

Netzstörungen	Zeit	z. B.	EN 62040-2	USV-Lösung	Anbieter-Lösung
1. Netzausfälle	> 10 ms		VFD Voltage + Frequency Dependent	Klassifizierung 3 Passiver Standby- Betrieb (Offline)	–
2. Spannungsschwankungen	< 16 ms				–
3. Spannungsspitzen	4 ... 16 ms				–
4. Unterspannungen	kontinuierlich		VI Voltage Independent	Klassifizierung 2 Line-Interactive- Betrieb	–
5. Überspannungen	kontinuierlich				–
6. Spannungstöße (Surge)	< 4 ms		VFI Voltage + Frequency Independent	Klassifizierung 1 Double- Conversion- Betrieb (Online)	–
7. Blitzeinwirkungen	sporadisch				Blitz- und Überspannungs- schutz (IEC 60364-5-53)
8. Spannungsverzerrung (Burst)	periodisch				–
9. Spannungsüberschwingungen	kontinuierlich				–
10. Frequenzschwankungen	sporadisch			–	

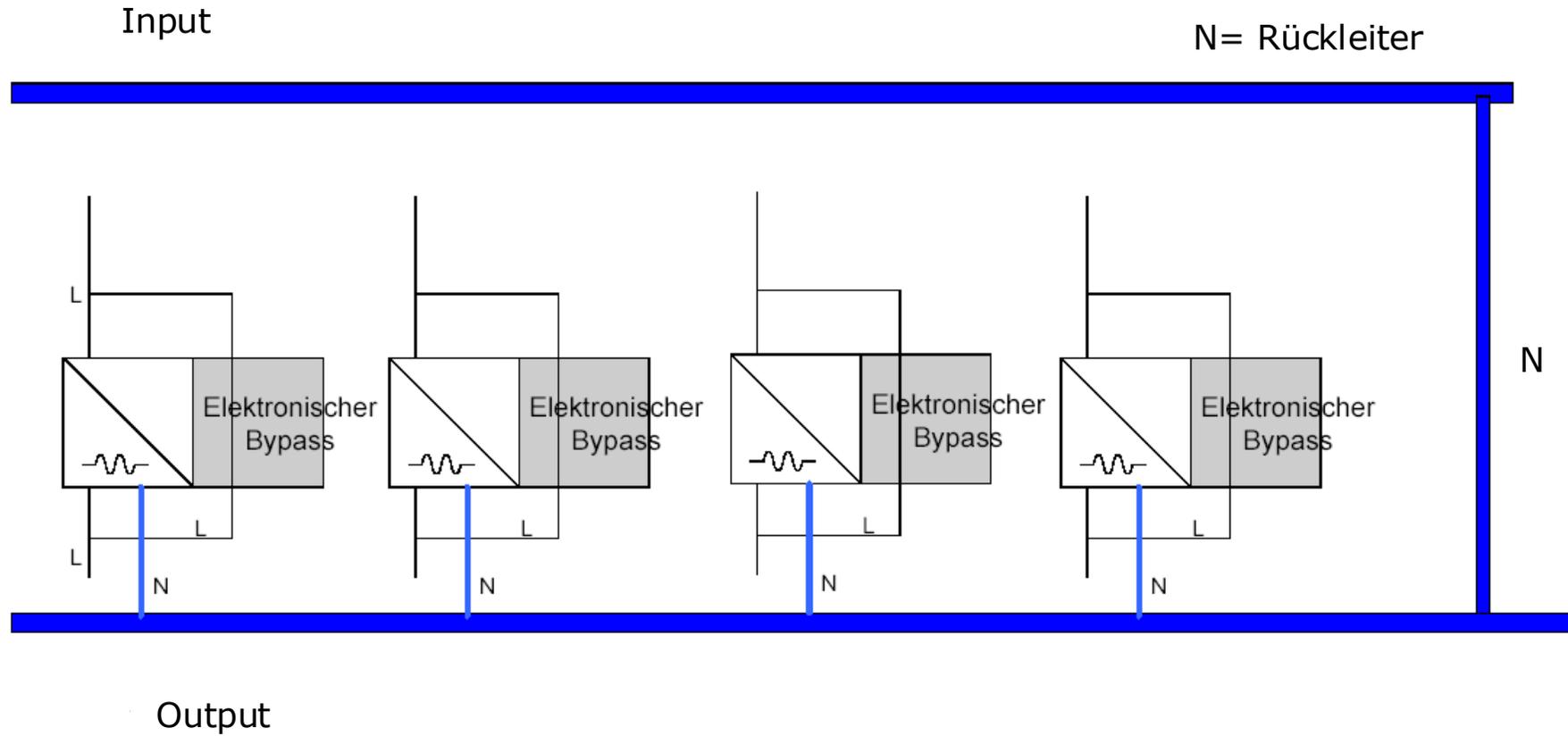
Probleme mit USV Systemen



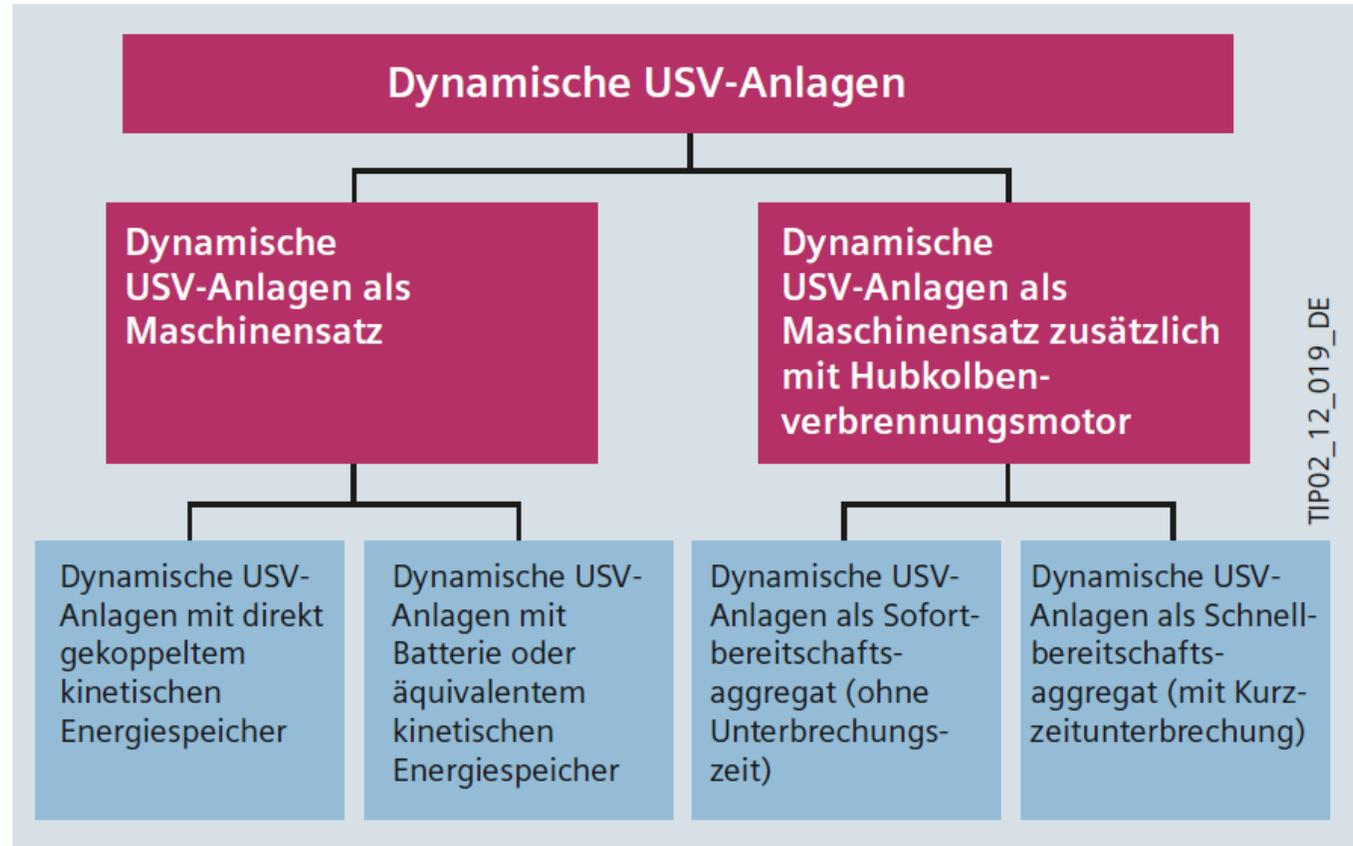
EMV Probleme mit USV-Systemen



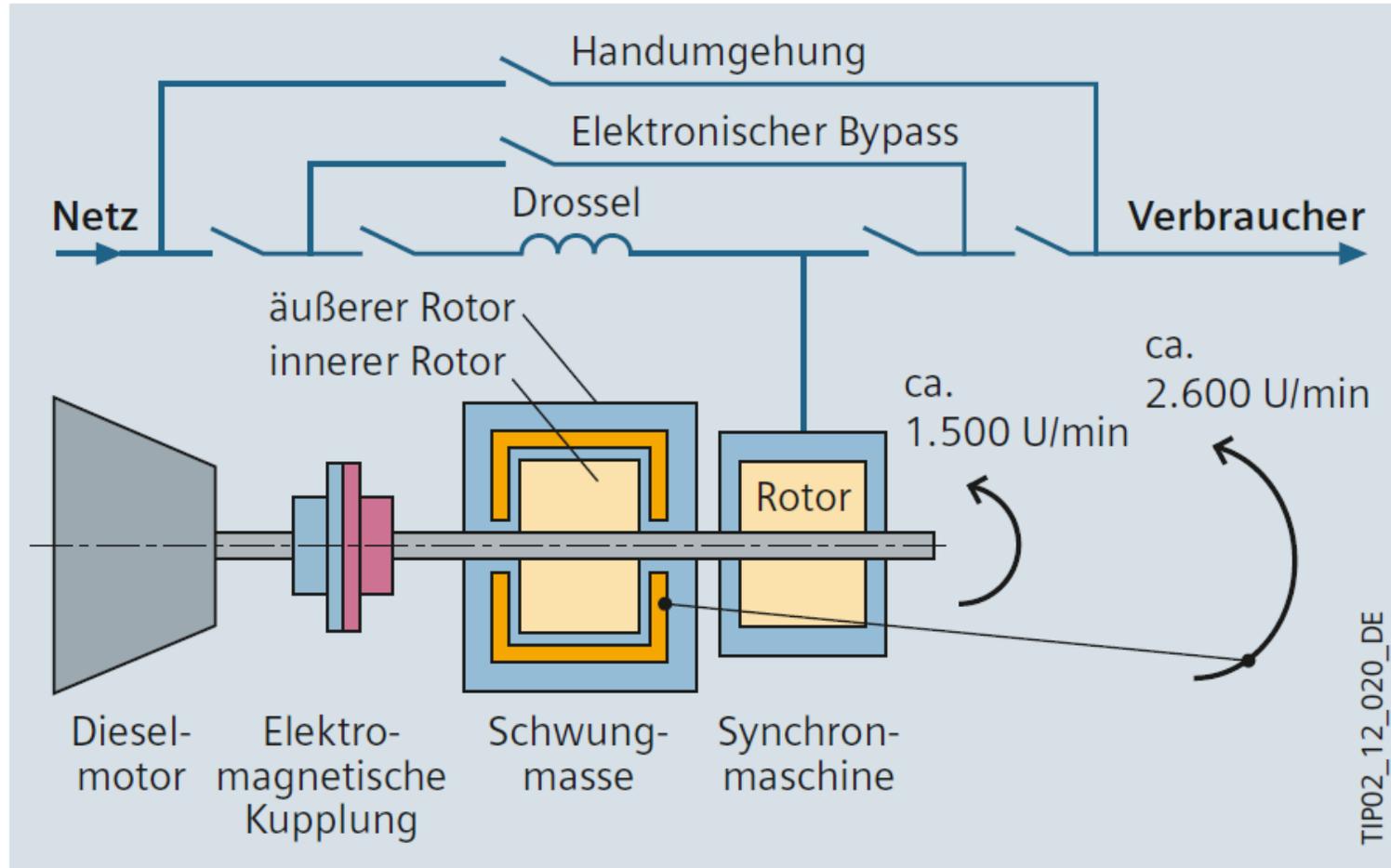
Keine Probleme mit USV-Systemen



Dynamische USV Anlagen



Dynamische USV Anlagen



TIP02_12_020_DE

Dynamische USV Anlagen: Uniblock UB-R

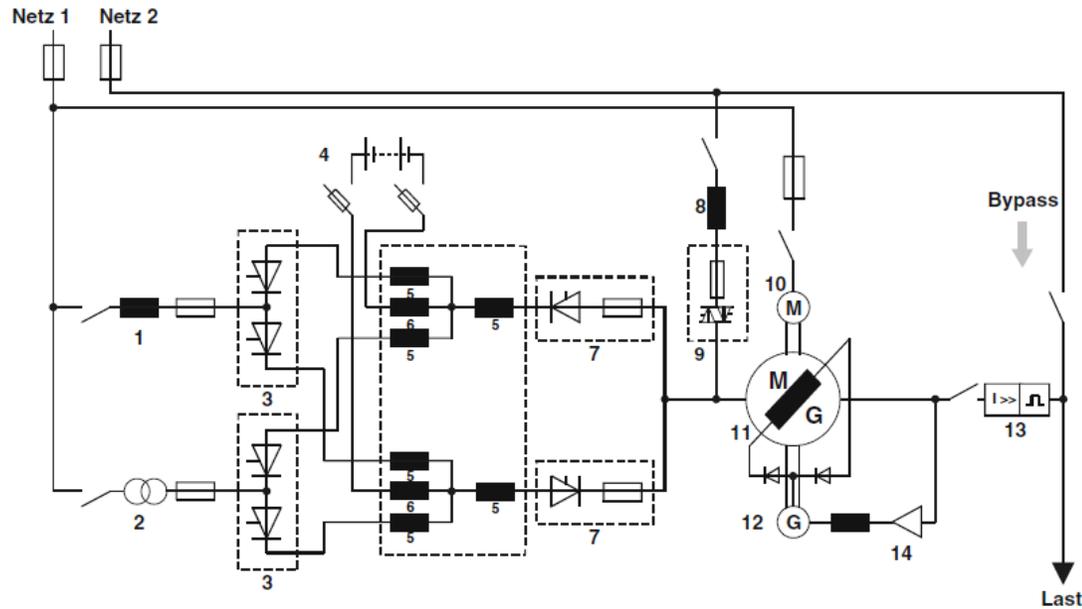
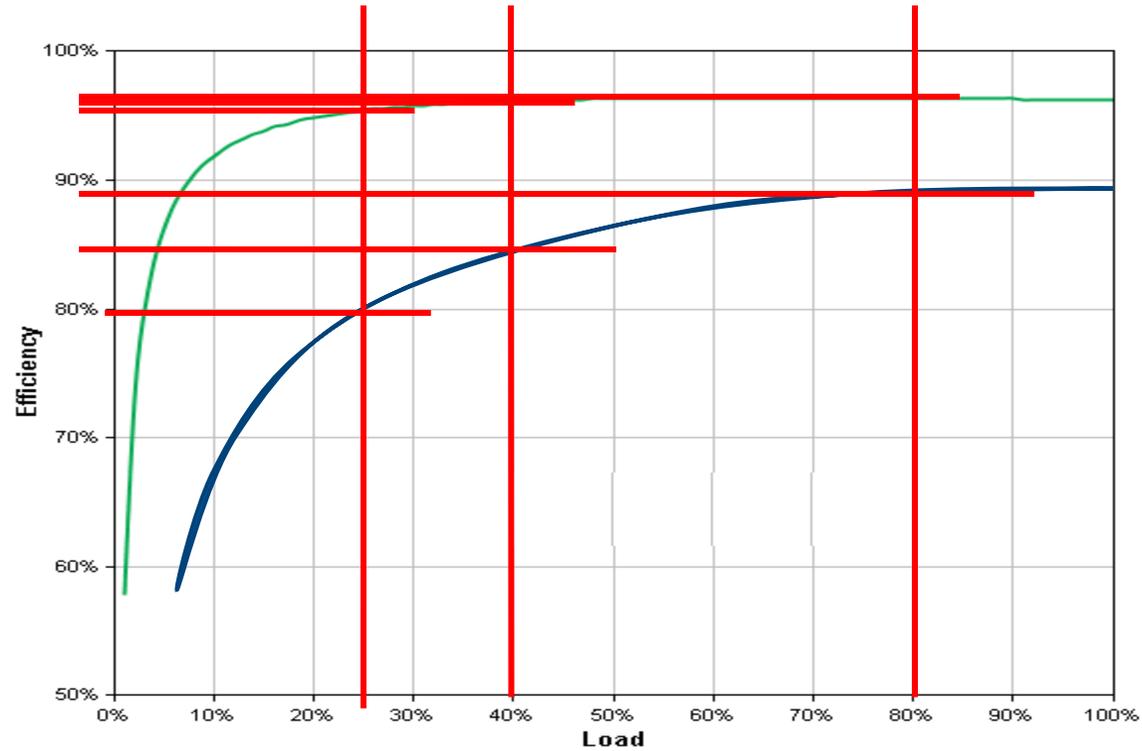


Bild 5-5 Prinzipschaltbild UNIBLOCK-R

- 1 Kommutierungsdrossel
- 2 Schwenktransformator
- 3 6pulsiger Drehstrombrückengleichrichter
- 4 Batterie
- 5 Gleichstromzwischenkreisdrosseln
- 6 Batteriedrosseln
- 7 Thyristorstromrichter (Wechselrichter)
- 8 Netzdrossel
- 9 Thyristorschalter
- 10 Anwurfmotor
- 11 Synchronmaschine (Umformer)
- 12 Erregergenerator
- 13 Überlast- und Kurzschlusschutz
- 14 Spannungsregler

USV-Wirkungsgrade

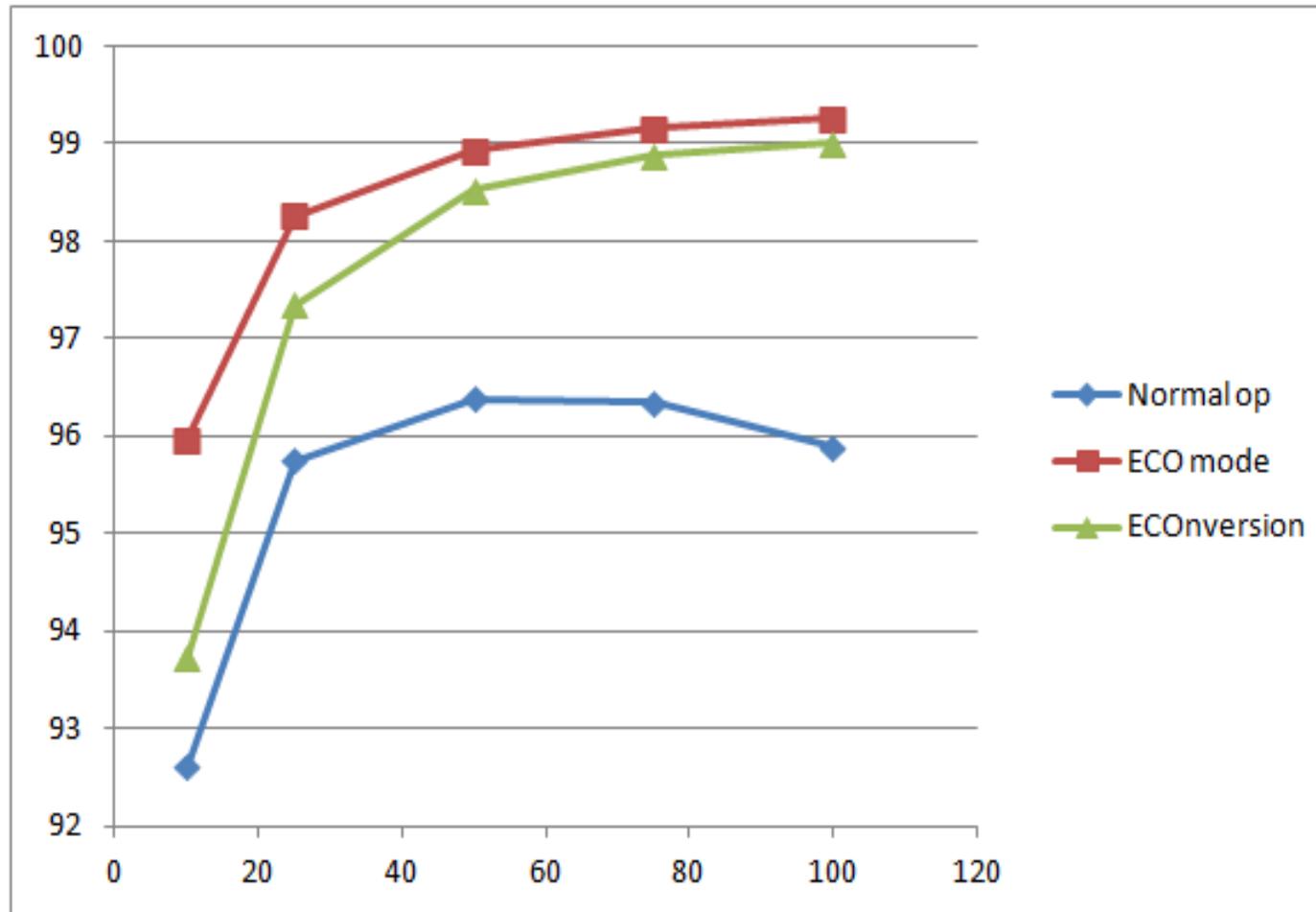


moderne USV

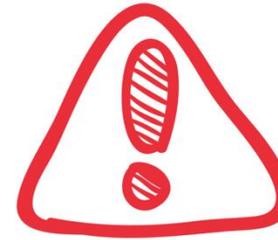
veraltete USV

USV-Wirkungsgrade

... sind abhängig von der Auslastung und dem Betriebsmodus



Energieeffizienz von USV Anlagen

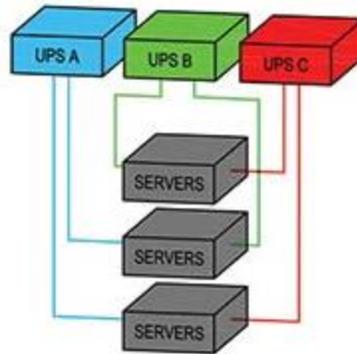


Achtung:
EN 50600-5-1
beachten

	Fabrikat 1	Fabrikat 2		
Wirkleistung der IT-Verbraucher	400	400		
Wirkungsgrad der USV Anlage	96%	82%		
Eingangsleistung in kW	416,7	487,8		
Verlustleistung in kW	16,7	87,8		
kWh/Jahr	146000	769171		
CO2 Verbrauch pro Jahr in kg	86870	457657		
Stromkosten in €/kWh	0,15 €	0,15 €		
Zusatzkosten durch Verlustleistung /Jahr (ohne Kühlung)	21.900 €	115.376 €		
Kühlaufwand, Verlustleistung Faktor:0,35	7.665 €	40.381 €		
Zusatzkosten/Jahr inkl. Kühlung	29.565 €	155.757 €		
über 5 Jahre	147.825 €	778.785 €		
über 10 Jahre	295.650 €	1.557.571 €		
CO2 Ersparnis pro Jahr in kg		370.787		
Mehrkosten gegenüber Fabrikat 1 (5 Jahre)		630.960 €	Summe	1.261.921 €
Mehrkosten gegenüber Fabrikat 1 (10 Jahre)		1.261.921 €		2.523.841 €

Was ist denn 3N/2 Redundanz?

Die 3N/2-Redundanzkonfiguration bietet fast 2N-Zuverlässigkeit mit N+1-Kapital- und Betriebskosten, aber mit zusätzlichen Herausforderungen beim Lastmanagement.



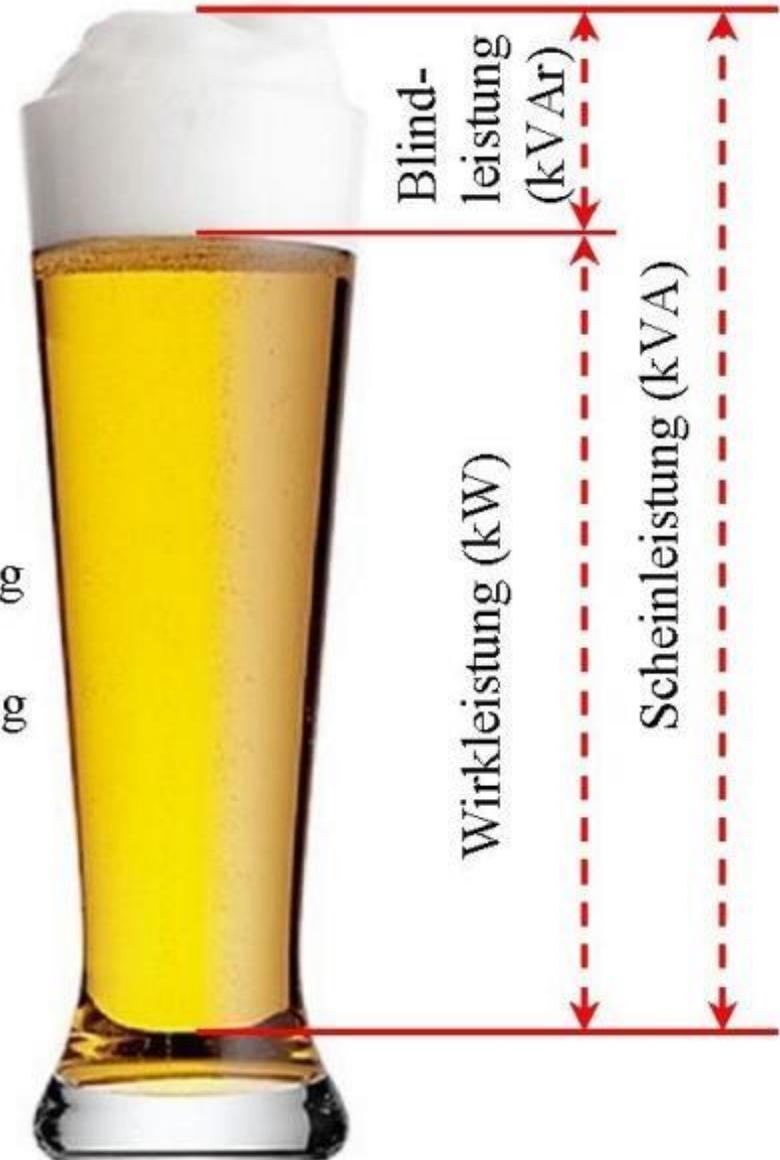
Wenn die Gesamtlast 100 kW beträgt, oder in diesem Beispiel jede Lastgruppe 33 kW, muss jede USV über eine Kapazität von 50 kW verfügen, um die Gesamtlast zu unterstützen, wenn eine USV ausfällt.

Es ist jedoch wichtig, die Lasten so zu verteilen, dass die verbleibenden USVs nicht überlastet werden, wenn eine einzelne USV ausfällt. Gleiche Lastgruppen von drei Gruppen sind für diese Anwendung am besten geeignet.

Ein ordnungsgemäßes Lastmanagement von 3N/2 eliminiert das Risiko eines Einzelpunktausfalls von N+1-Parallelsystemen.

Wirkleistung (W) vs. Scheinleistung (VA)

Endlich eine vernünftige Erklärung zu Wirk-, Blind- und Scheinleistung auch für Nicht-Elektrotechniker



Temperatur und Luftfeuchtigkeit

Betriebsdaten USV und Batterien:

USV- Anlage:

0 bis + 35 / 40°C

0 bis 95% rF (nicht kondensierend)

Batterien:

20 bis 25°C

0 bis 95% rF (nicht kondensierend)

Bei der Lagerung sind größere Temperaturfenster möglich.

Bei hohen Lagertemperaturen ist die Selbstentladung der Batterien höher.



Batteriearten für USV-Systeme

Verschlossene Bleibatterie (VRLA = Valve-Regulated Lead-Acid)

- Manchmal fälschlicherweise als wartungsfrei bezeichnet.
- VRLA-Batterien werden zu fast 100% im Leistungsbereich bis 100 kVA eingesetzt.
- Lebensdauer - in Abstufungen - bis 10 Jahre.

"Offene" Bleibatterie (VLA = Vented Lead-Acid)

- Auch Nasszellen oder wartungsarm genannt.
- Werden aufgrund des höheren Wartungsbedarfs nur auf Kundenwunsch und bei großen USV-Systemen verwendet
- bieten jedoch meist eine Lebensdauer größer 10 Jahre.

Nickel-Cadmium (NiCad) und Nickel-Metallhydrid (NiMh)

- werden nur in Sonder-USV-Systemen verwendet
- Vorteile: hohe Temperaturbeständigkeit, lange Lebensdauer bis 25 Jahre
- Nachteile: teuer, besondere Ladecharakteristik erforderlich

Lithium-Ionen (Li-Ion): Lithium Eisen Phosphat (LFP) oder Lithium Titanat

- neue Speichertechnik für USV-Systeme
- Vorteile: leicht, hohe Temperaturbeständigkeit, lässt sich löschen
- Nachteile: **Batteriemanagementsystem unbedingt erforderlich**



VRLA-Batterien: Zahlen und Fakten

Die Ausgangsbasis

Batteriekapazität bei 20°C per Definition 100%

Verringert sich die Umgebungstemperatur,
so sinkt die Batteriekapazität

Batteriekapazität bei 0°C ca. 85%

Erhöht sich die Umgebungstemperatur,
so steigt auch die Batteriekapazität

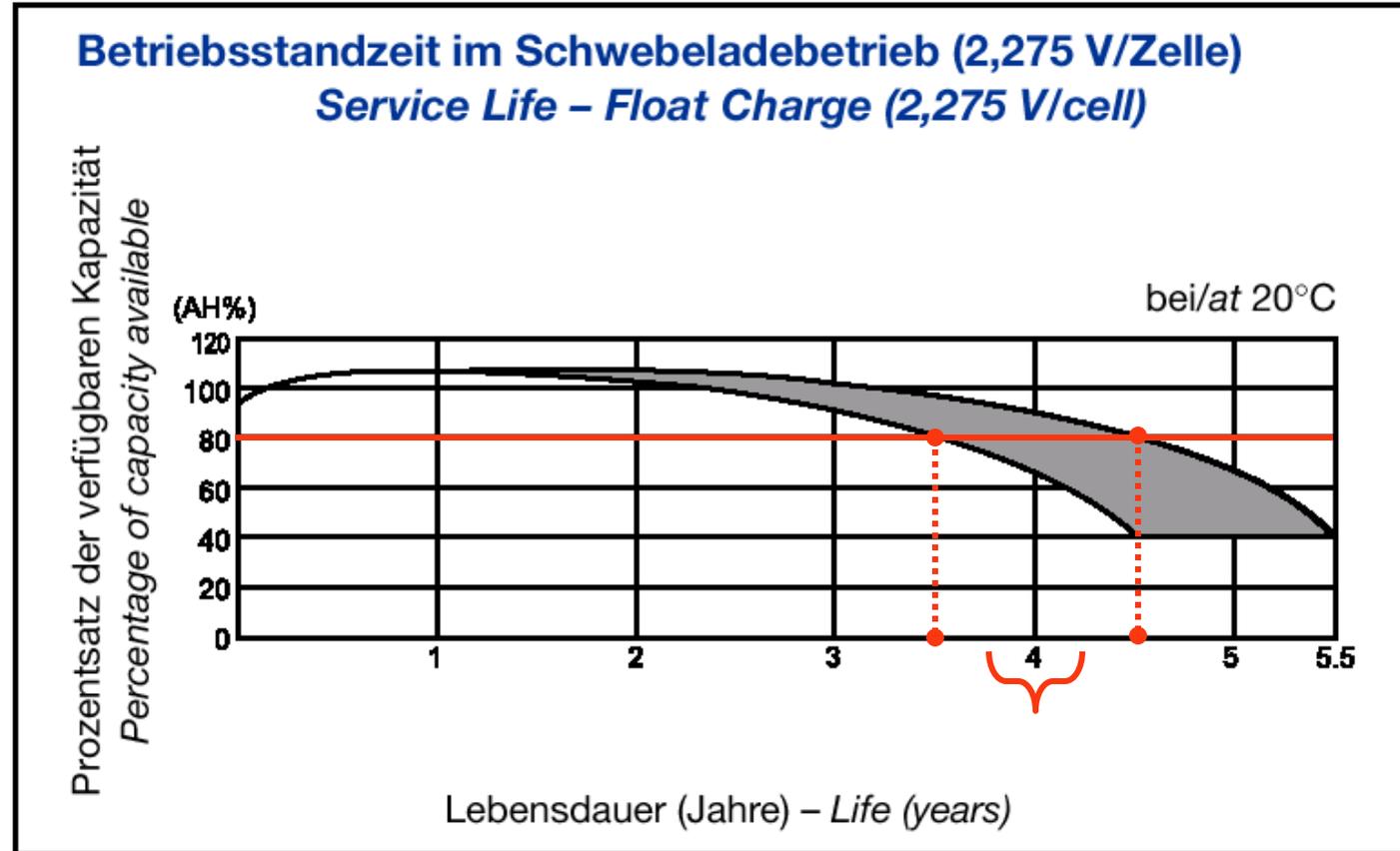
Batteriekapazität bei 40°C ca. 107%

Batteriegebrauchsdauer bei 40°C reduziert sich um 75%

Lagerfähigkeit bei 20°C ca. 6 Monate



Batterielebensdauer (Zeiteinfluß)



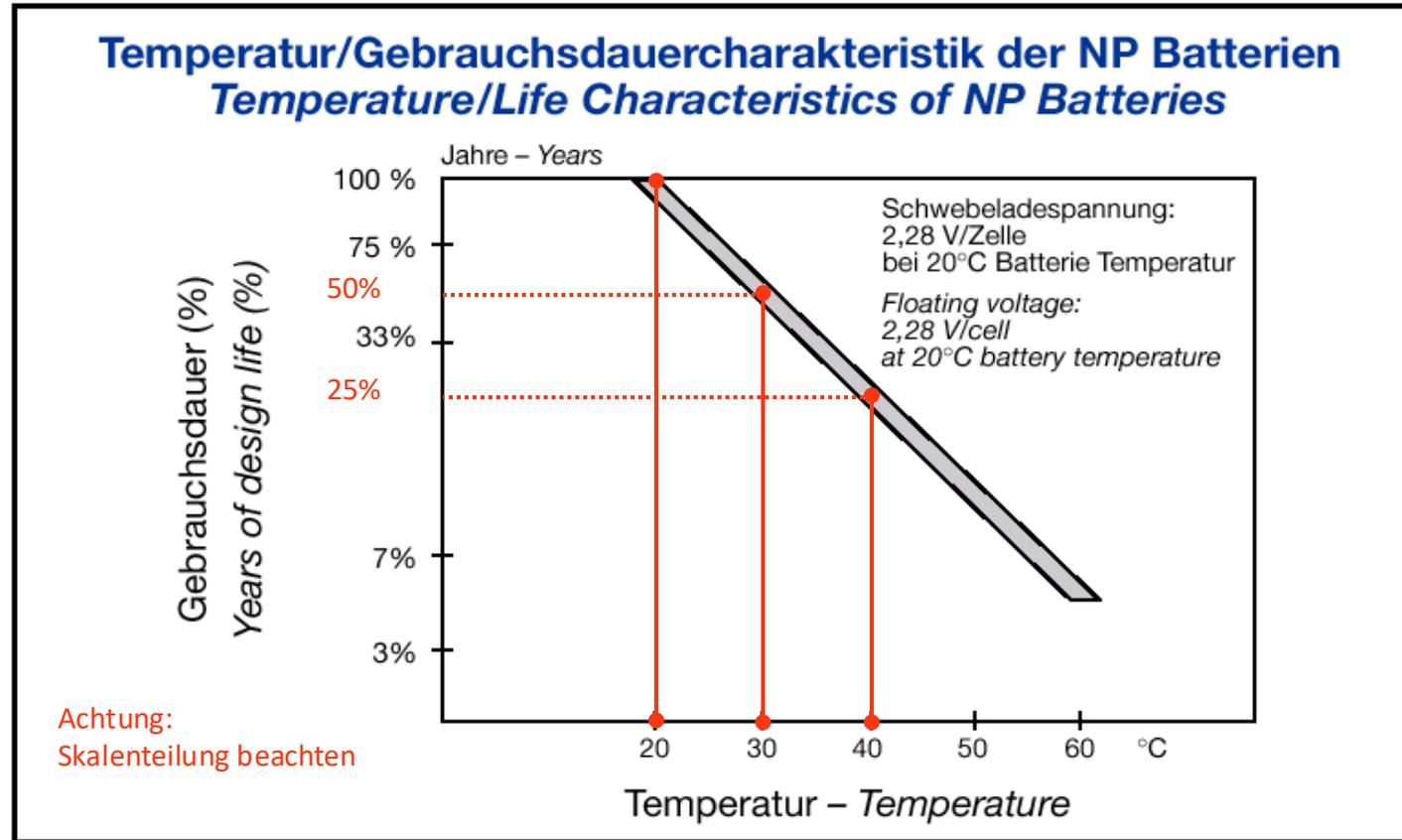
Grafik aus diesem Handbuch

NP Baureihe – Series

Ventilgeregelte Bleiakumulatoren
 Valve Regulated Lead-Acid Batteries



Batterielebensdauer - Temperatureinfluß



Grafik aus diesem
Handbuch

NP Baureihe - Series

Ventilgeregelte Bleiakumulatoren
Valve Regulated Lead-Acid Batteries



Löschung von Lithium Ionen-Batterien



MTBF Berechnung von USV Anlagen

Mittlere Zeit bis zum Ausfall (MTTF)

MTTF= Mittlere Zeit bis zum Ausfall

MTBF= Mittlere Zeit zwischen den Ausfällen

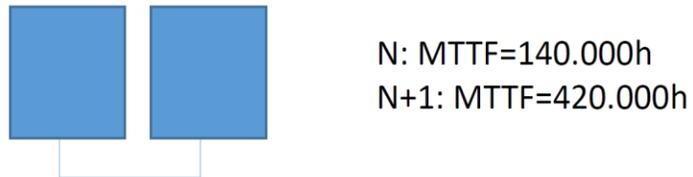
MTTR= Mittlere Reparaturzeit

$$MTTF = \frac{\text{Gesamte Betriebszeit für alle Bauelemente}}{\text{Zahl der Ausfälle in diesem Zeitraum}}$$

$$\text{Verfügbarkeit} = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

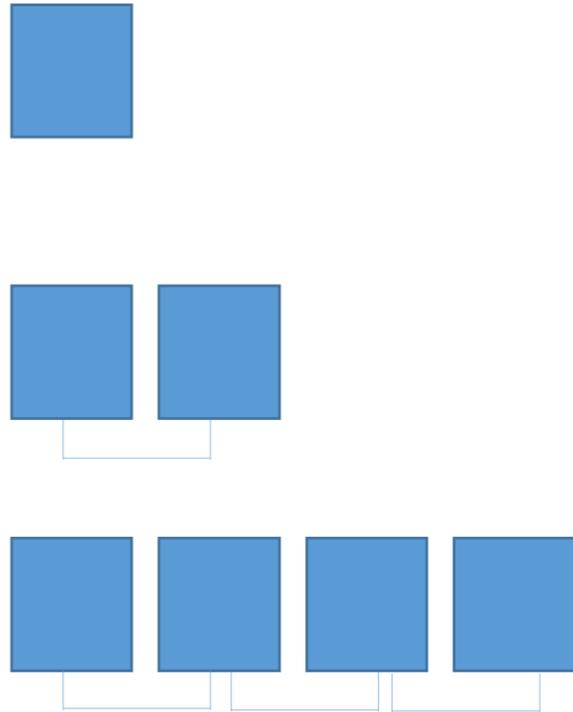


Szenario 1

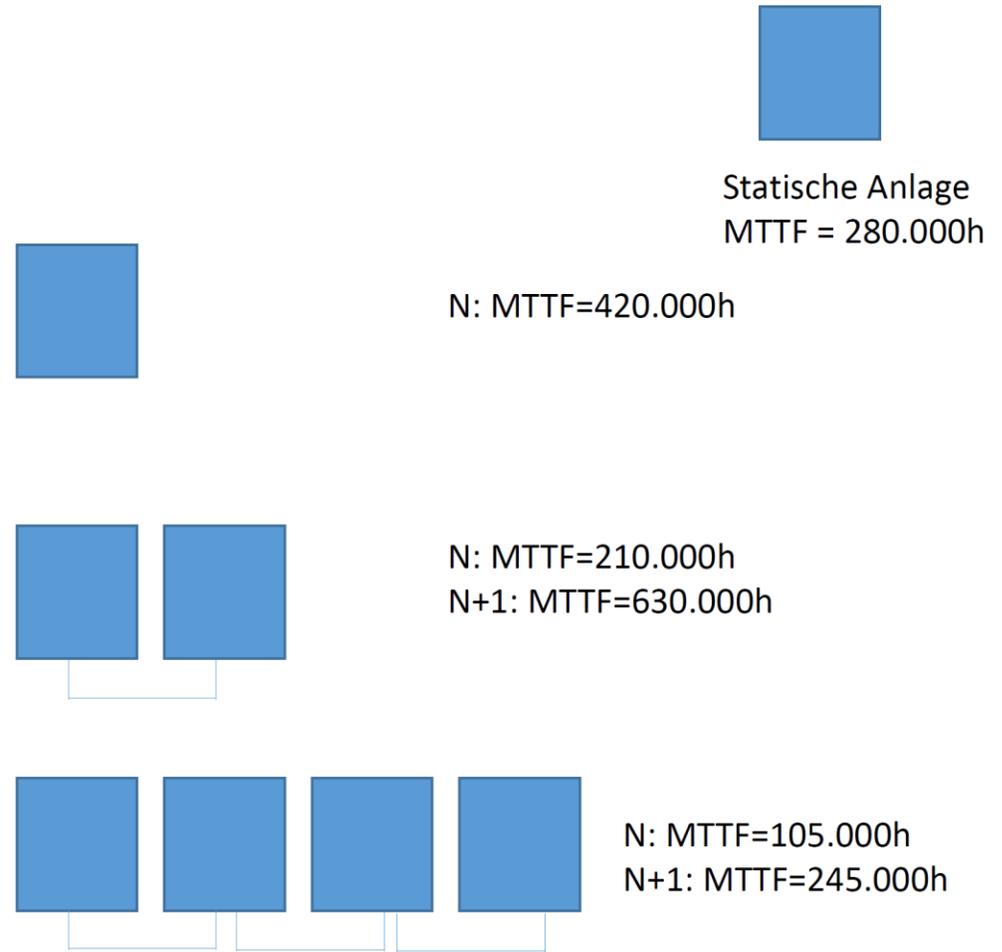


Statische Anlage
MTTF = 280.000h

Szenario 2

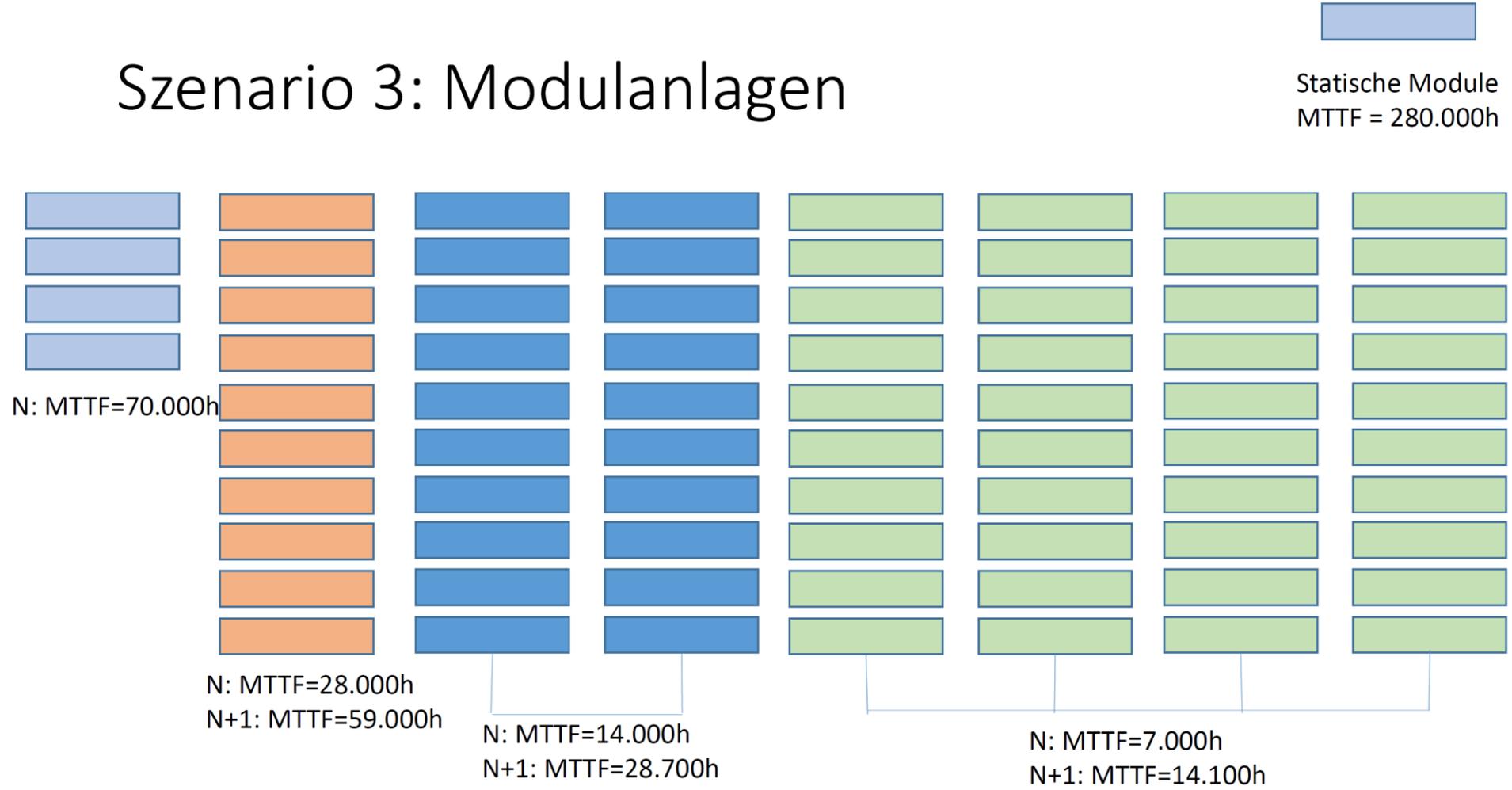


A-Schiene

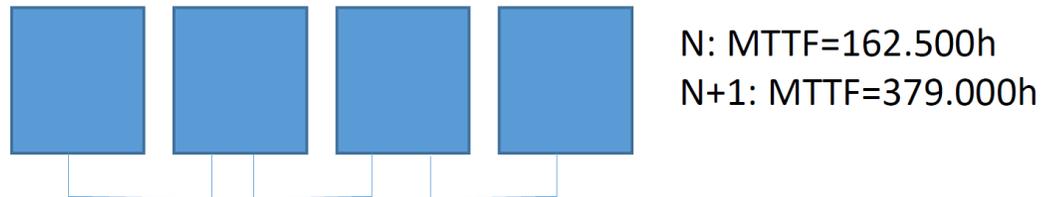
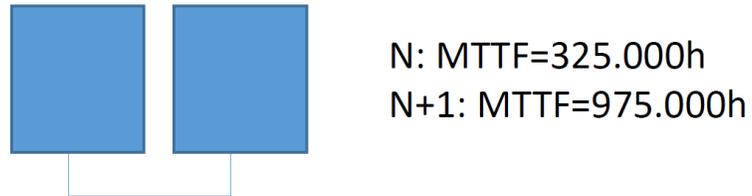
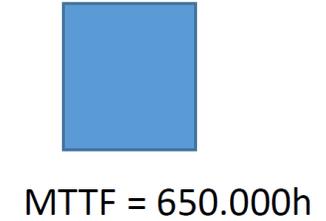
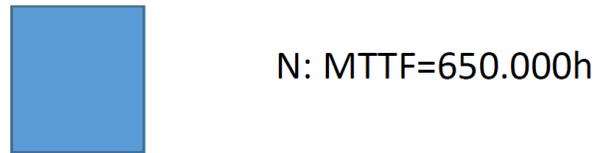


B-Schiene

Szenario 3: Modulanlagen

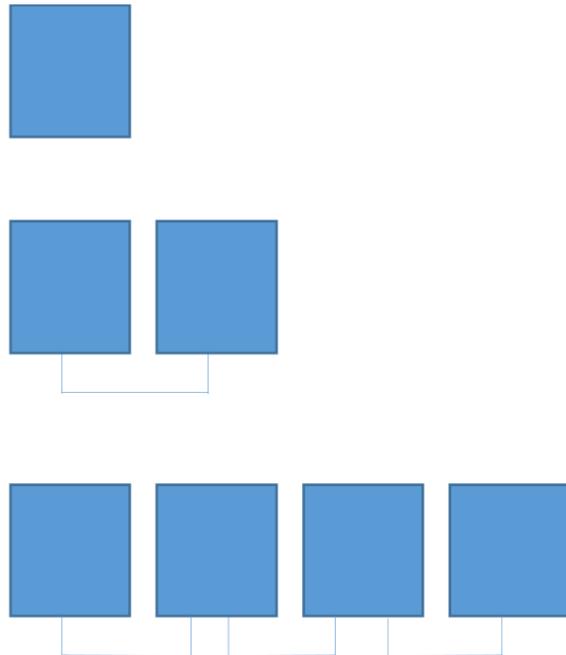


Szenario 4: Dynamische Anlage

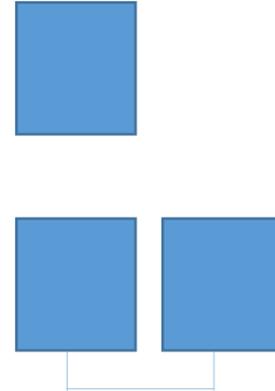


Szenario 5: Dynamische Anlage


MTTF = 650.000h



A-Schiene



B-Schiene

N: MTTF=975.000h

N: MTTF=487.500h
N+1: MTTF=1.462.500h

N: MTTF=243.750h
N+1: MTTF=568.750h



Batteriespeicher

Batteriespeichersysteme

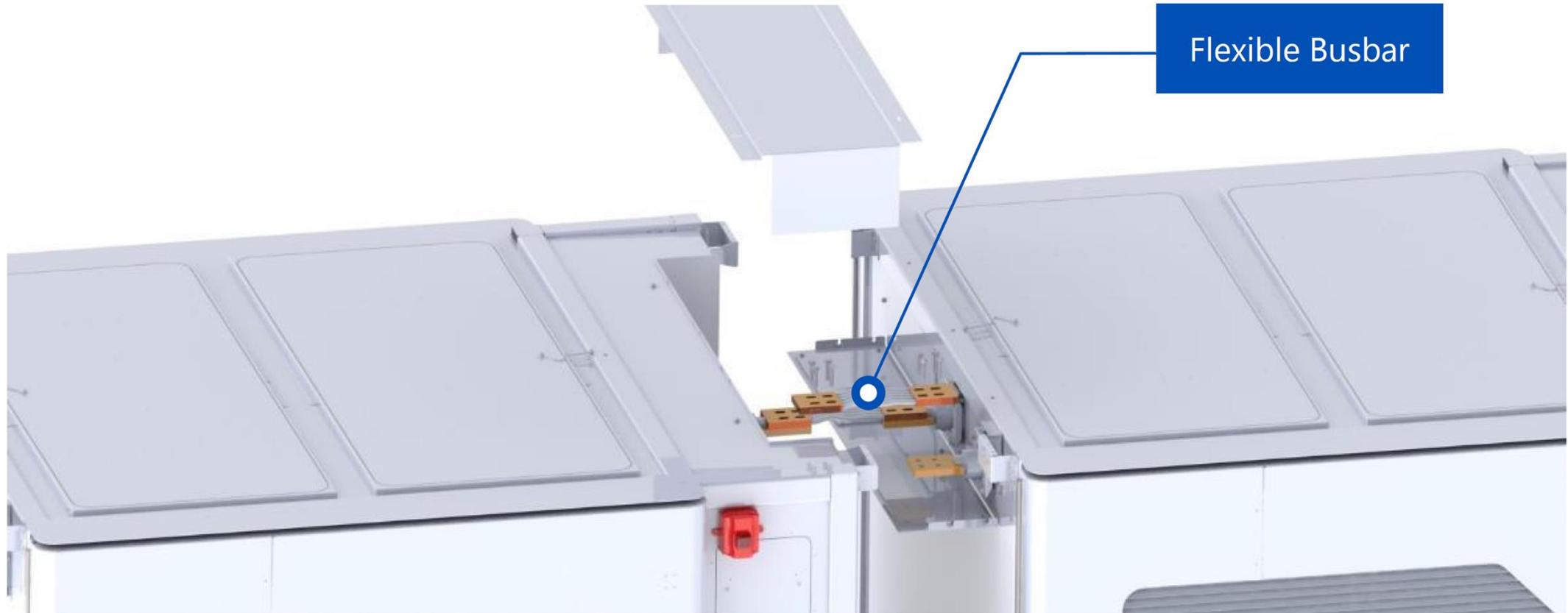


Cubes	
Number of battery racks per Cube	2
Power	682 kW
Catalog energy	745.4 kWh
Size (H x W x D)	2549 x 2578 x 2257 mm



Cube – to – Cube Connections

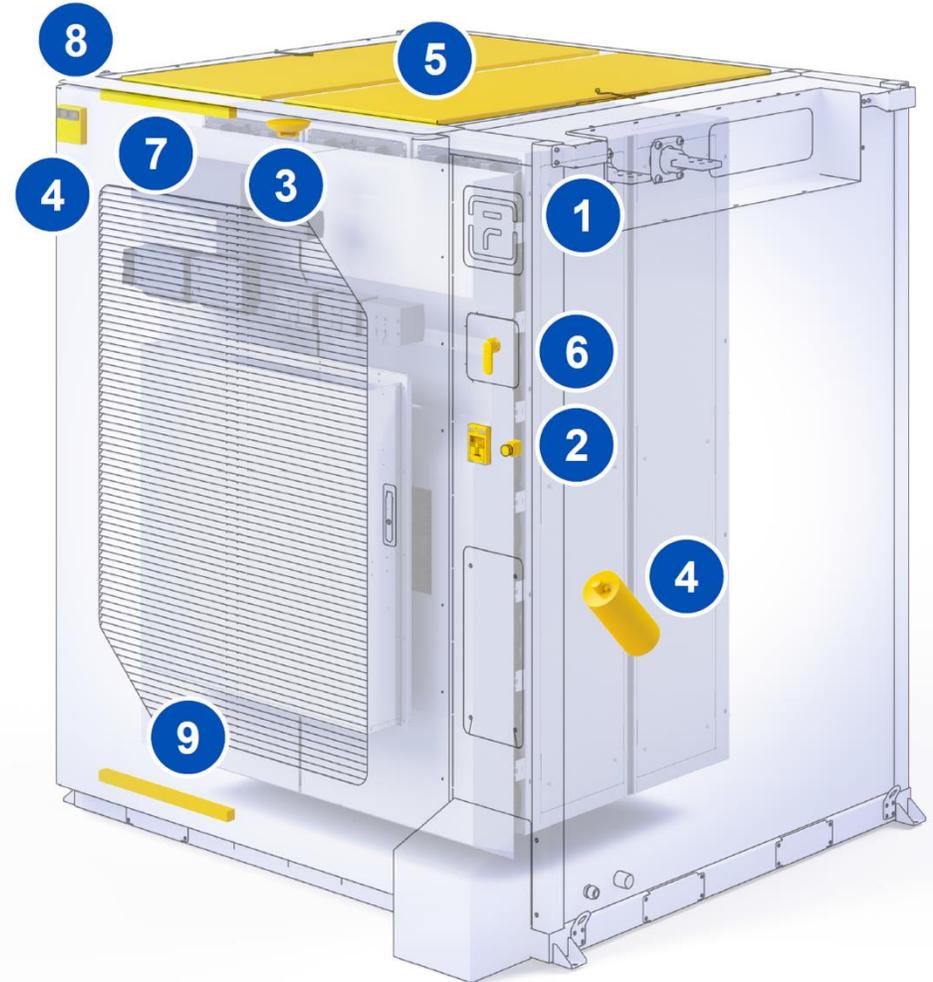
DC busbar connections



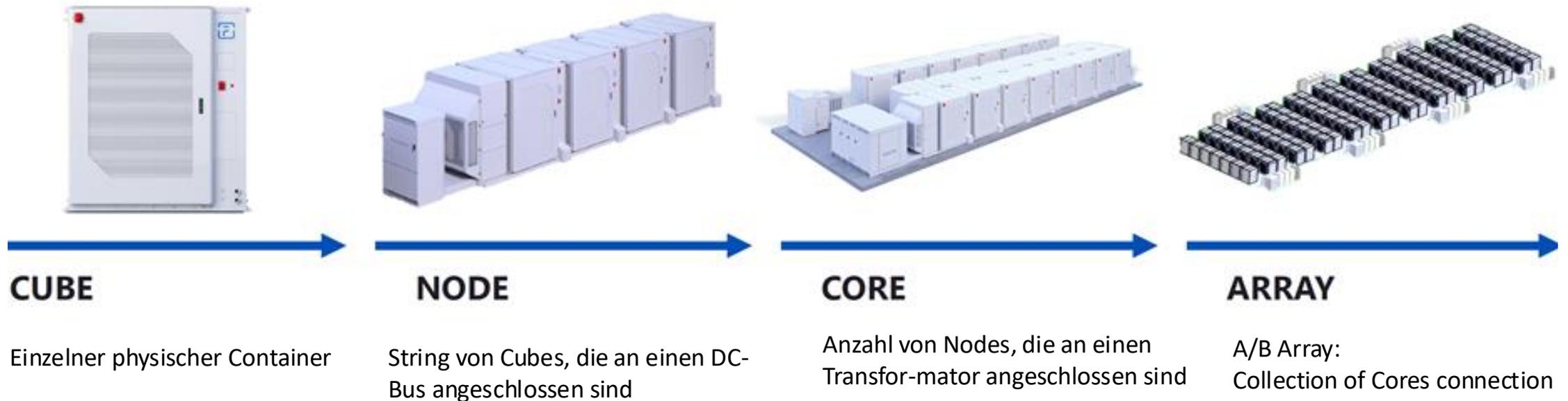
Flexible Busbar

Safety Features

1. Batterie-Management-System (BMS)
2. Notabschaltung
3. Erkennung beginnender Gase: Kohlenmonoxid
4. Branderkennungs- und -unterdrückungssystem
5. Deflagrationspaneele (Verpuffung)
6. Abschließbarer Trennschalter
7. Sensor für offene Tür
8. Gasfederdämpfer
9. Schiebetürschloss



From Cube to Array

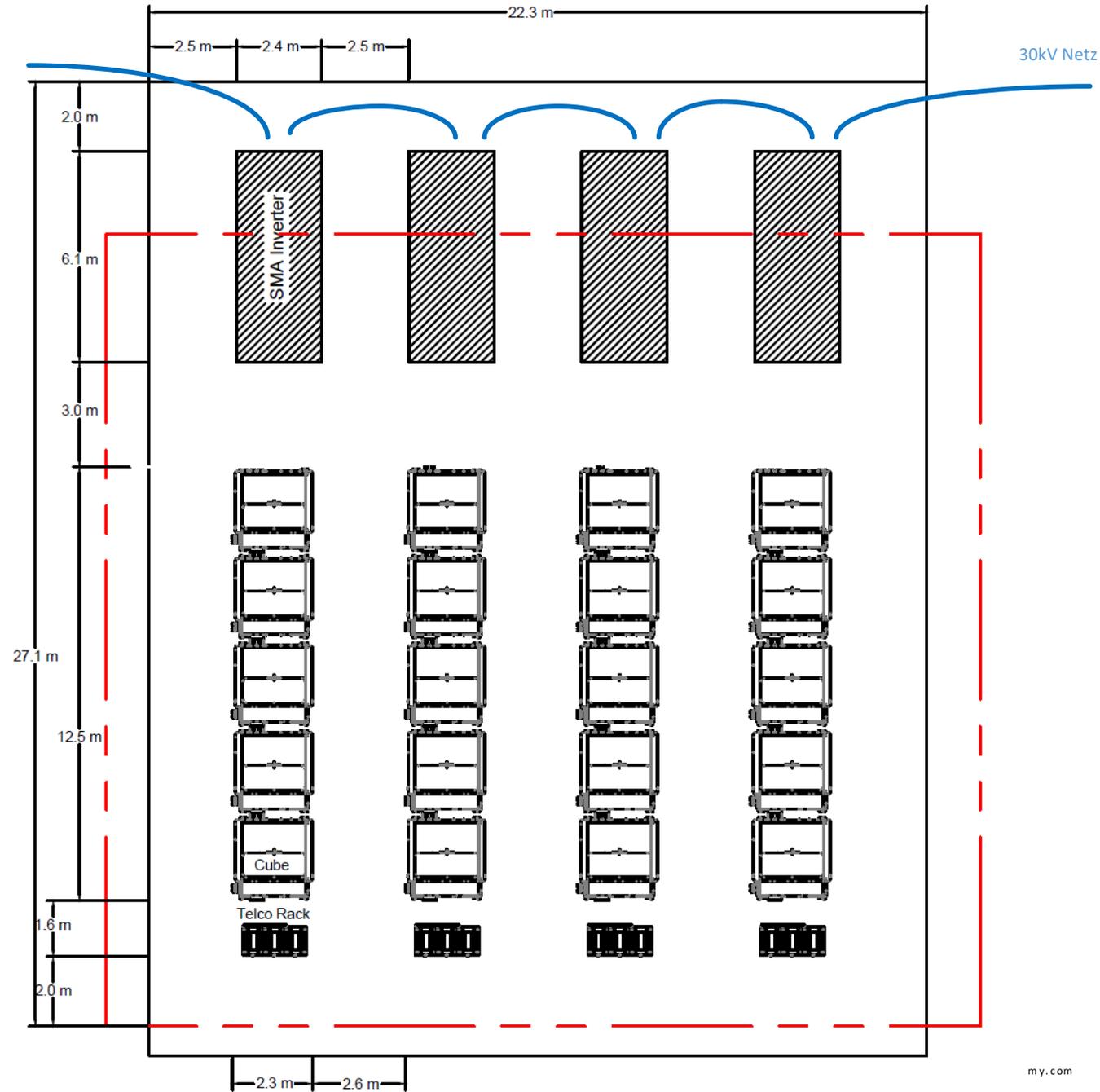


2 Betriebsmodi vom Core:

- netzbildender (grid forming) Betrieb = Inselbetrieb: Betrieb als Spannungsquelle, keine Netzdienstleistungen möglich, Netzstabilisierung
- netzfolgender Betrieb = Netzparallel: Vermarktung für Netzdienstleistungen möglich

Umschaltzeit: ca. 1s-5s mit SMA Inverter

Beispiel Footprint Array: 11MW/ 1h





Beispiel Footprint Array: 11MW/ 1h

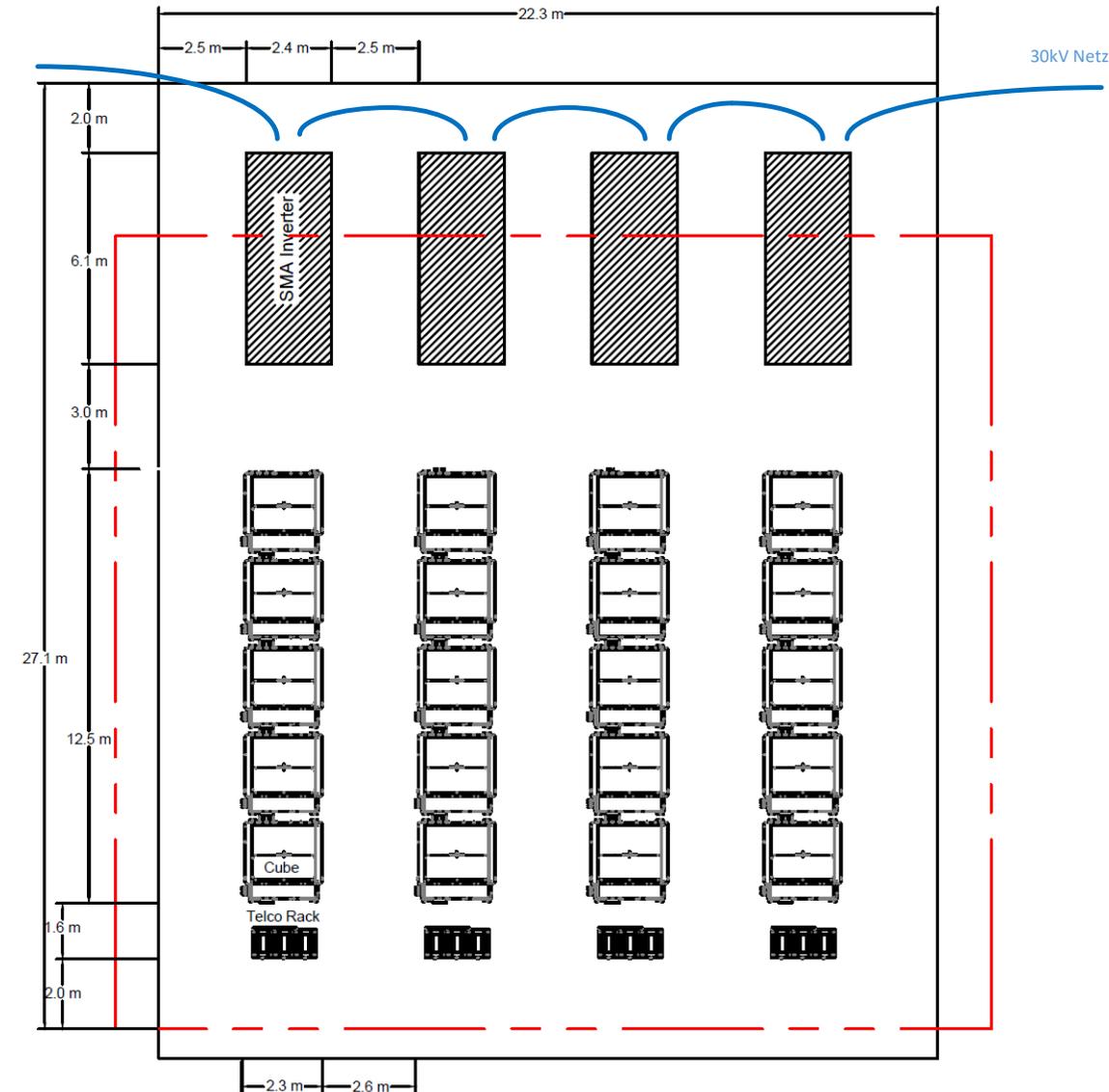
- Pro Inverter 3.2 MVA Leistung (MVPS 4400)
- Pro Cube ca. 750 kWh Kapazität
- 5 Cubes pro Inverter ergibt ca. 3.75 MWh pro Core
- BOL: 12 MVA für ca. 60 Minuten
- Nach 10 Jahren (Annahme 80% SOH): 3.8 MVA für ca. 48 Minuten
- Batterie: LFP-Zelle von CATL

Gewicht:

- ca. 8,5 t/Cube
- < 18 t/Invertereinheit (mit Transformator und RMU)

Verlustleistung vom Array (11MW/1h) mit LFP Zellen: 203kW

Die Standby Leistung beträgt 40 kW



Unterverteilungen und Stromschienen

Unterverteilungen

Bei der Realisierung unterschiedlicher Lösungen für die elektrische Energieverteilung im Rechenzentrum spielen die grundlegenden Verteilungskonzepte, basierend auf regionalen und anwendungsspezifischen Randbedingungen, eine wesentliche Rolle.

Die Einheiten zur Energieverteilung werden allgemein als „Power Distribution Unit“ (PDU) bezeichnet, wobei dieser Begriff für folgende Gerätschaften verwendet wird:

- Verteilerschränke (Installationsverteiler mit und ohne Powermanagement-Ausstattung)
- Schienenverteilensysteme
- Steckdosenverteilsysteme („power bars“ mit oder ohne Absicherung, Schaltfunktion, bzw. Mess- und Managementfunktionalität): RCMA und RCMB Messung
- 19-Zoll-Verteilungseinschübe für Serverschränke (spezielles Format der „power bars“, zum Beispiel mit Leitungsschutzschaltern, Handumgehungsschaltern, Festverdrahtung)



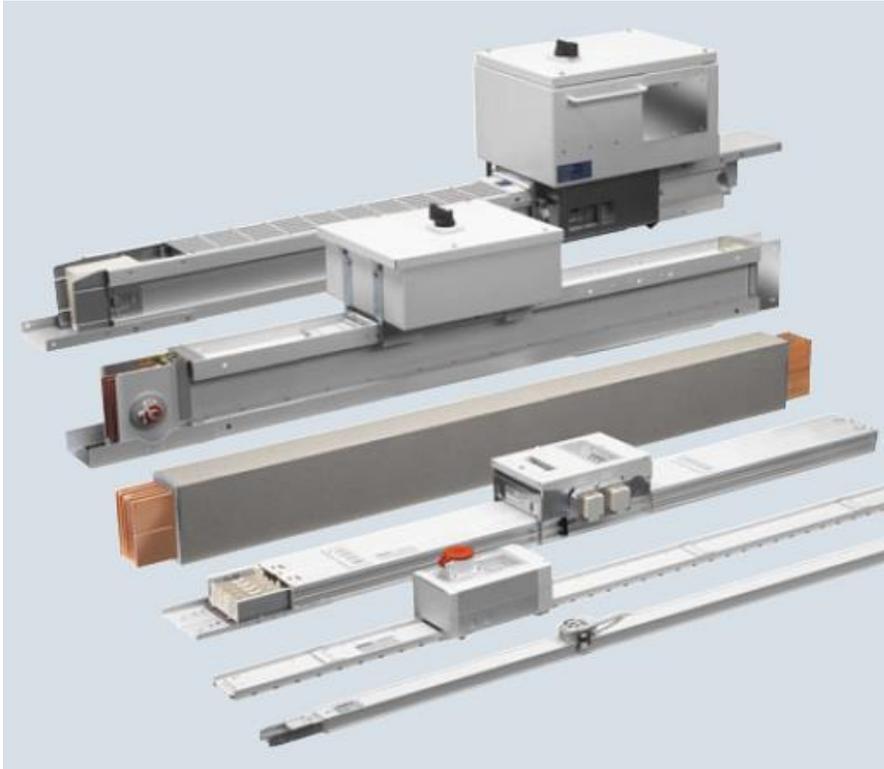
Installationsverteiler



Für den rationellen Ablauf der Anschlussarbeiten nach dem Aufstellen der Schaltanlagen und Verteiler ist der innerhalb oder auch ausserhalb verfügbare Anschlussraum für abgehende Kabel und Leitungen entscheidend.

Der Verteiler muss mess- und prüfbar aufgebaut sein.

Schienenverteilsysteme



Vorteile von Schienenverteilersystemen sind:

- übersichtlicher Netzaufbau
- geringer Platzbedarf
- leichte Nachrüstbarkeit bei spontanen Änderungen der Standorte und Leistungen der Verbraucher
- hohe Kurzschlussfestigkeit und geringe Brandlast
- erhöhte Planungssicherheit

Nachteile:

Induktion und damit unsymmetrische Ströme, die IT-Systeme stören oder zerstören können

Induktion bei Stromschienen

Archiv für Elektrotechnik

XXIII. Band.

2. Heft.

1929.

Induktivität, Energie und Stromkraft von Sammelschienen.

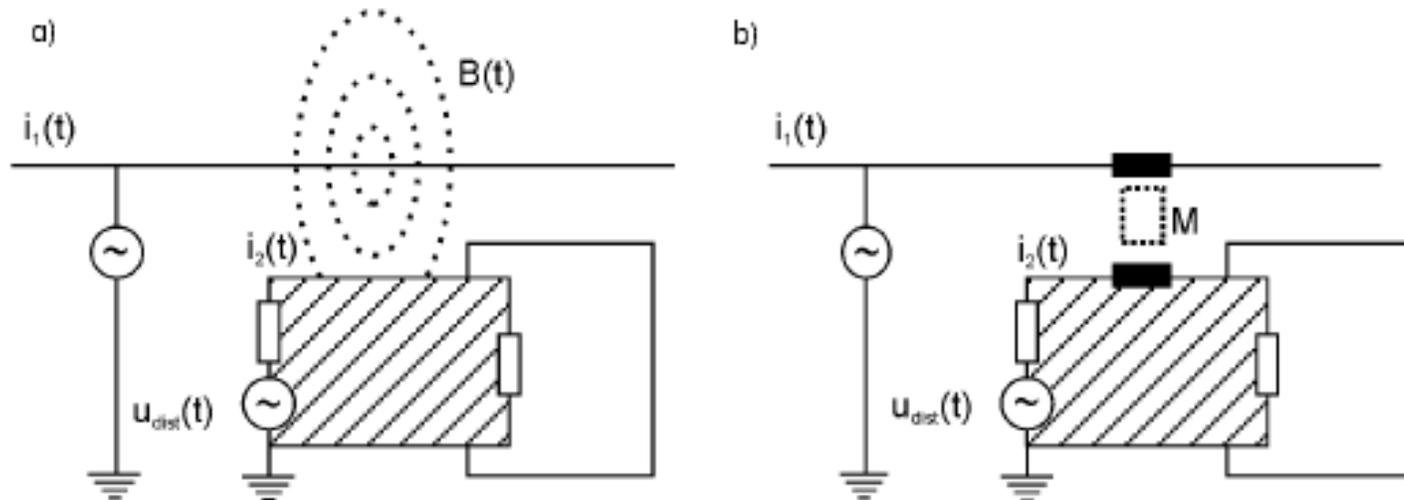
Von

W. Steidinger, Karlsruhe.



Induktive Einkopplungen

- Ein zeitlich variierender externer Strom $i_1(t)$ erzeugt ein Magnetfeld $B(t)$, das in einem benachbarten Stromkreis eine Störspannung $u_{\text{dist}}(t)$ induziert.
- In einem Ersatzschaltmodell kann dies durch eine Kopplung beider Stromkreise über eine Koppelinduktivität M beschrieben werden. Die Spannung $u_{\text{dist}}(t)$ erzeugt einen Gleichtaktstrom $i_2(t)$, der wiederum ein Magnetfeld erzeugt, um das externe Feld zu schwächen.
- Der Strom $i_2(t)$ überlagert die Ströme des gestörten Systems und kann zu Fehlfunktionen des Systems führen.
- Die Kopplung von Magnetfeldern der verschiedenen Systeme kann mit Hilfe eines Ersatzschaltmodells durch gegenseitige Induktivitäten der gekoppelten Schaltungen modelliert werden (Bild).



Induktive Einkopplungen

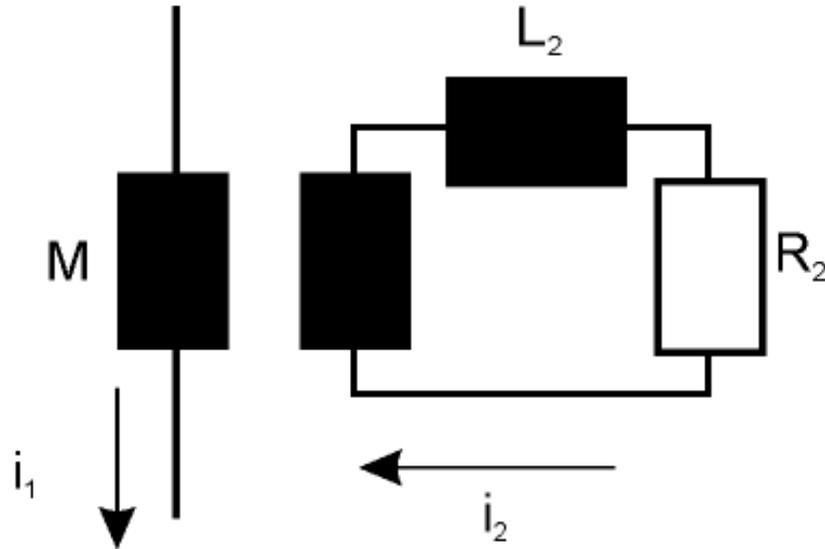
Das Störsignal im „Victim Schaltkreis“ wird entsprechend groß, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind.

- Der Strom des externe Stromkreises $i_1(t)$ ist groß
- Die Ströme von Phase und Rückleiter sind nicht symmetrisch (hier Auslöser Ringeinspeisung und TN-C/ TN-C-S System)
- Die Stromkreise liegen nah beieinander und decken einen große Fläche ab
- Die Ströme des Kreises $i_1(t)$ habe hohe Frequenzanteile (HF-Ableitströme etc.)



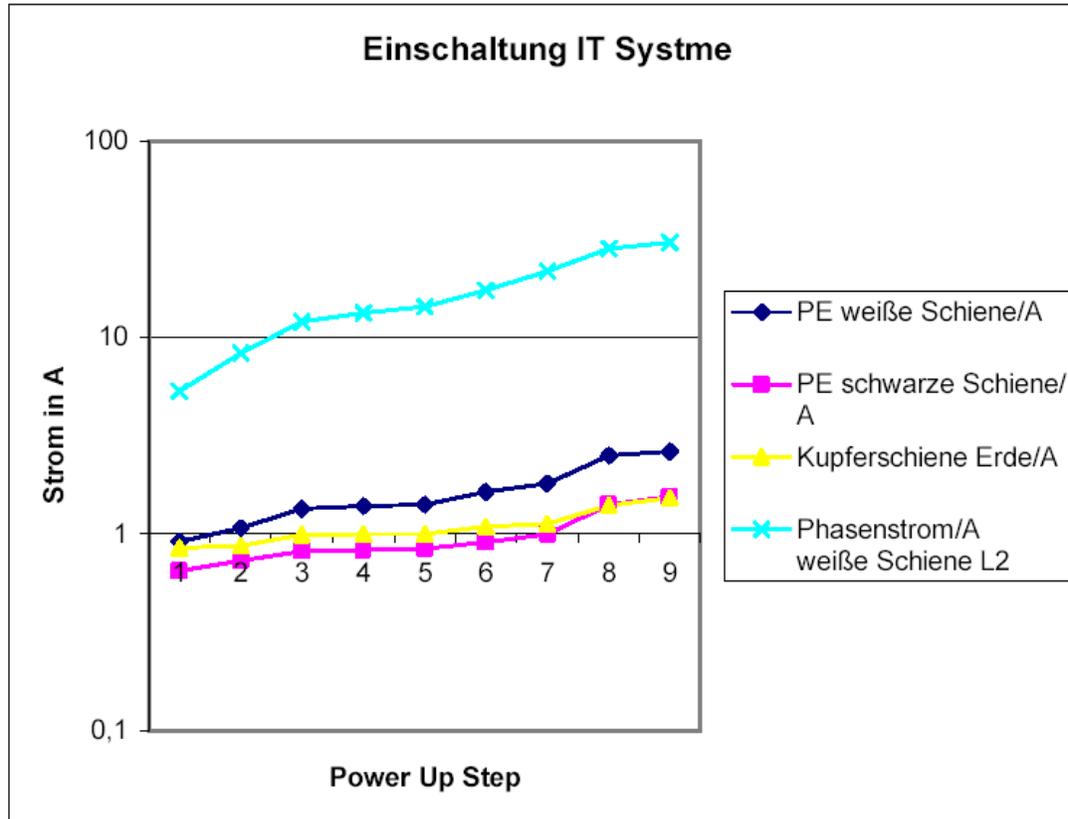
Induktive Einkopplungen

Einen großen Einfluss auf den Victim Schaltkreis hat auch die Frequenzabhängigkeit der induktiven Einkopplungen).



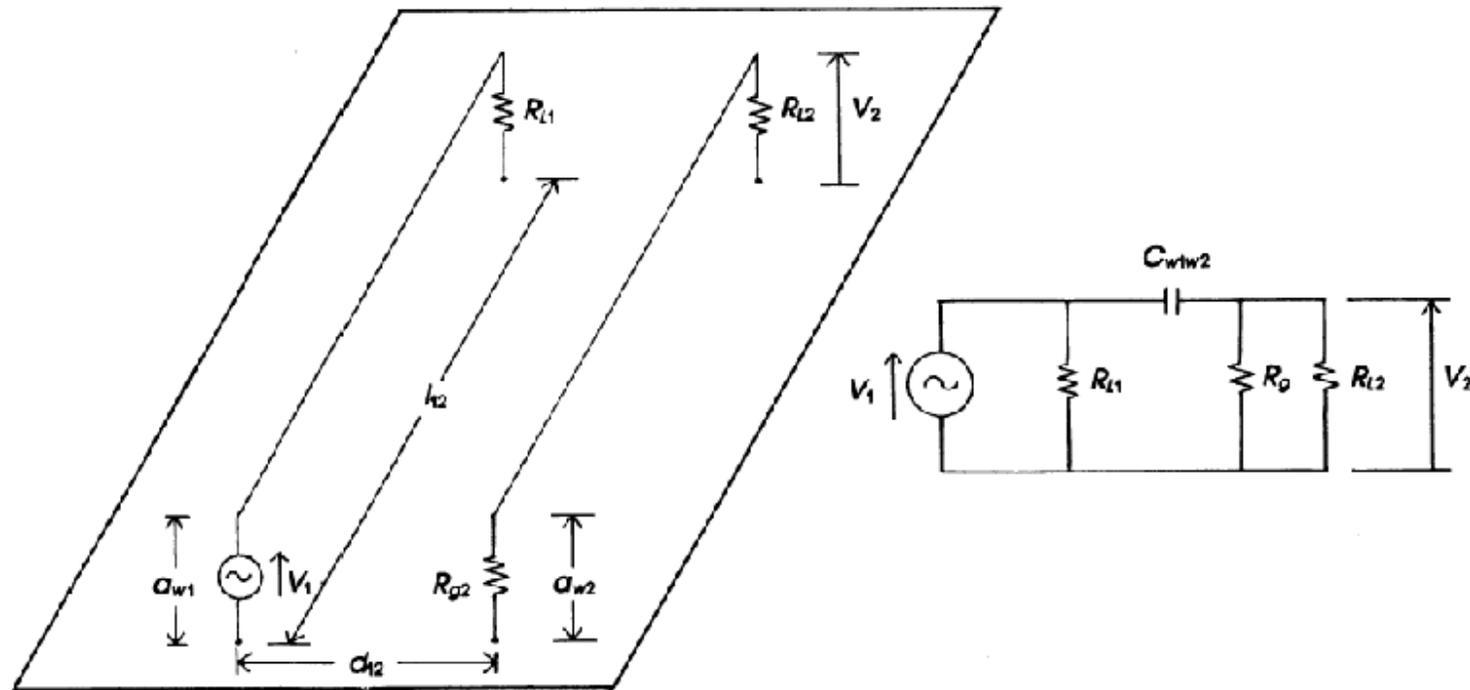
$$i_2 = \frac{sM}{R_2 + sL_2} i_1, \quad s = j\omega, \quad j^2 = -1$$

Induktive Einkopplungen



Stromkabel und Grounding Strukturen

Installation von Stromkabeln in der Nähe von Grounding Strukturen um Ground Loops und Gegeninduktivität zu vermeiden



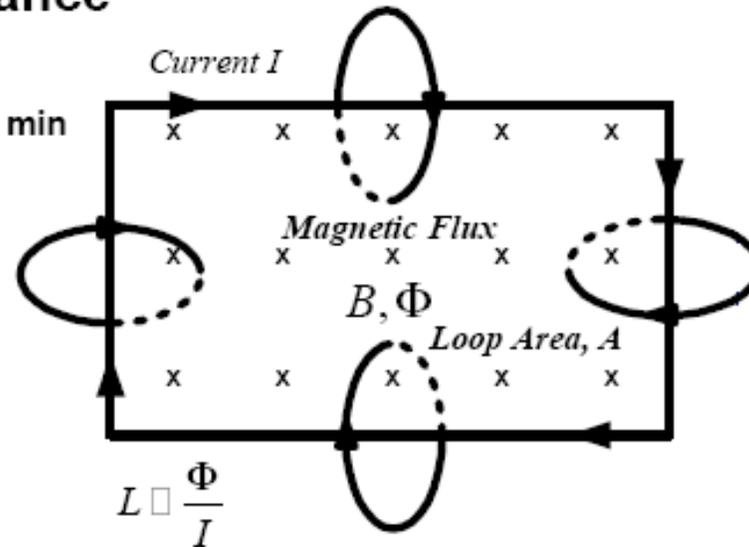
Stromkabel und Grounding Strukturen

“Path of Least Impedance” Principle When is Inductance Minimized?

- Definition of Total Loop Inductance
- For $I = \text{constant}$, Φ_{\min} implies A_{\min}

$$L = \frac{\phi}{I} \approx \frac{\int \vec{B} \cdot d\vec{a}}{I}$$

$$\vec{B} = \vec{B}(I), \text{ thus } \dots L_{\min} \Rightarrow \phi_{\min} \Rightarrow A_{\min}$$



Stromschienen Auswahl

Archiv für Elektrotechnik

XXIII. Band. 2. Heft. 1929.

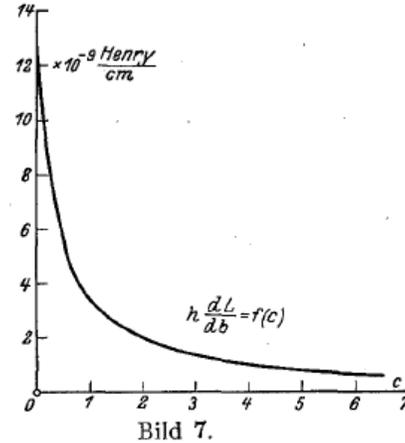
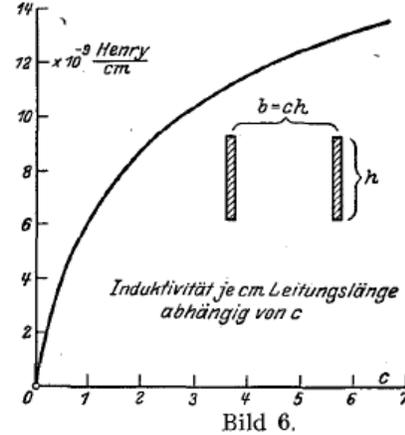
Induktivität, Energie und Stromkraft von Sammelschienen.

Von
W. Steidinger, Karlsruhe.

6. Induktivität und Stromkraft. Nach Gleichung (7) gibt die Stammfunktion zwischen den Grenzen 0 und b unmittelbar die Induktivität L . Man findet so

$$L(h, b) = \frac{\mu_0}{2\pi h^2} \left[h^2 \ln \frac{h^2 + b^2}{h^2} - b^2 \ln \frac{h^2 + b^2}{b^2} + 2hb(\pi - 2 \operatorname{arctg} \frac{b}{h}) \right]. \quad (9)$$

Es fällt auf, daß dieser Ausdruck nicht von den absoluten Abmessungen abhängt, sondern nur vom Quotienten $\frac{b}{h}$; eine Regel, die übrigens ganz allgemein für zwei-dimensionale Felder gilt (geometrisch ähnliche Vergrößerung hat keinen Einfluß auf



den Wert der Induktivität). Für den praktischen Gebrauch von Formel (9) ist dies von großem Vorteil, da dann an Stelle einer Kurvenschar eine einzige Kurve genügt. Mißt man nämlich den Abstand b in Vielfachen der Stabhöhe: $b = c \cdot h$, so wird

$$L(c) = \frac{\mu_0}{2\pi} \left[\ln(1 + c^2) - c^2 \ln \frac{1 + c^2}{c^2} + 2c(\pi - 2 \operatorname{arctg} c) \right]. \quad (10)$$

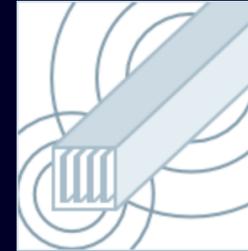
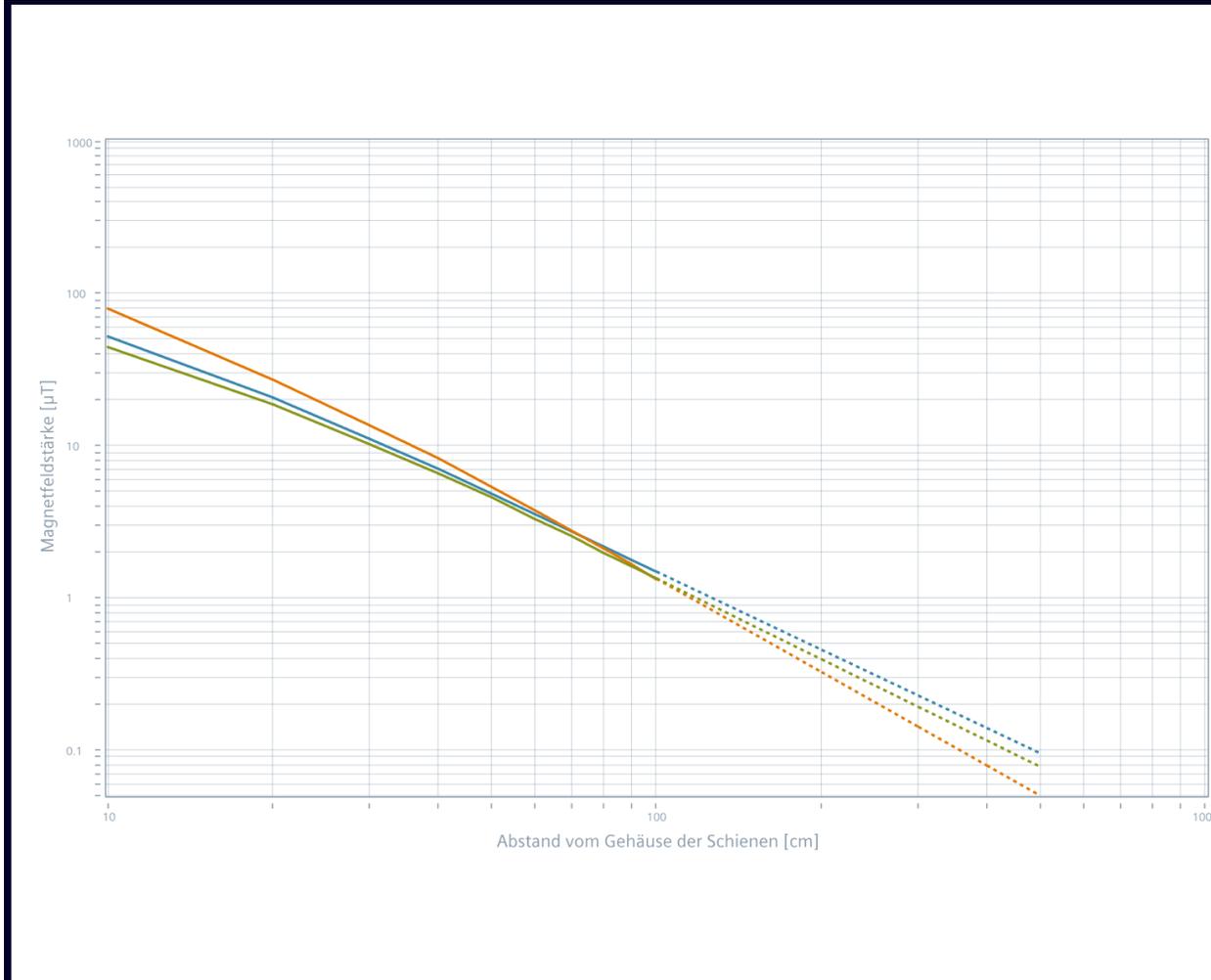
(Im technischen Maßsystem ist $\mu_0/2\pi = 2 \cdot 10^{-9}$ Henry/cm.) Den Verlauf dieser Funktion zeigt Bild 6. Zum Ablesen ist ein größerer Maßstab erwünscht, es werden daher einige Funktionswerte angegeben, um die Kurve bequem auf Millimeterpapier zeichnen zu können.

$c = b : h$	0	0,1	0,3	0,5	0,7	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	5,0	6,0
$L(c)$ in $10^{-9} \frac{\text{Henry}}{\text{cm}}$	0	0,10	2,79	4,07	5,08	$2 \cdot \pi$	7,51	8,86	9,70	10,41	11,57	12,43	13,08

DIN EN 50527-2-1:

Verfahren zur Beurteilung der Exposition von Arbeitnehmern mit aktiven implantierbaren medizinischen Geräten (AIMD) gegenüber elektromagnetischen Feldern (EMF)

Stärke des Magnetfeldes von Stromschienen



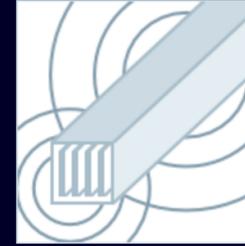
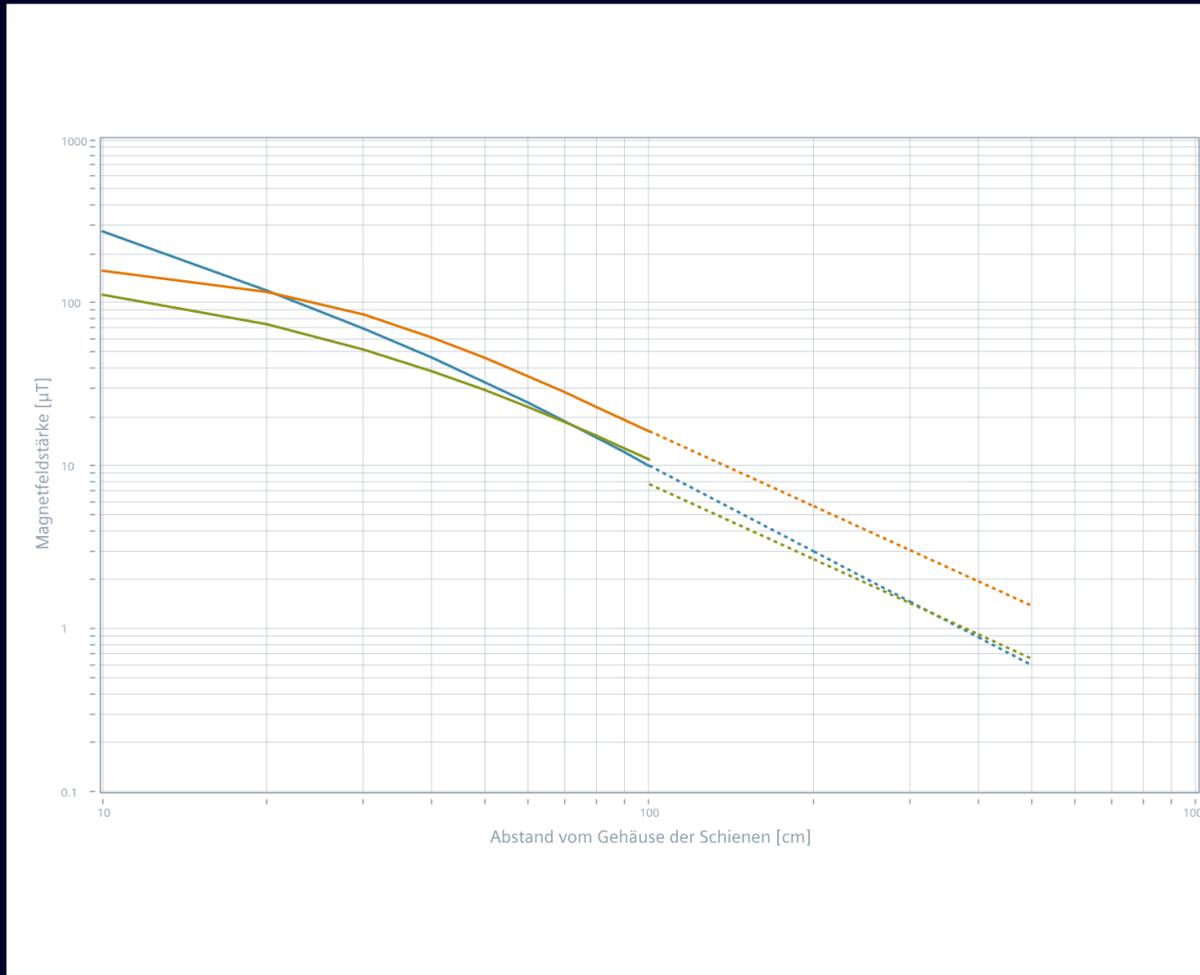
Stärke des Magnetfeldes

Mit der Auswahl des Schienensystems und des entsprechenden Belastungsstroms wird der Verlauf der magnetischen Feldstärke in Abhängigkeit des Abstands dargestellt.

Bitte Belastungsstrom angeben!

Schienensystem	Ausbreitungsrichtung
BD2A-250 250A	 horizontal Belastungsstr. 250
BD2A-250 250A	 vertical Belastungsstrom 250
BD2A-250 250A	 diagonal Belastungsstrom 250

Stärke des Magnetfeldes von Stromschienen



Stärke des Magnetfeldes

Mit der Auswahl des Schienensystems und des entsprechenden Belastungsstroms wird der Verlauf der magnetischen Feldstärke in Abhängigkeit des Abstands dargestellt.

Bitte Belastungsstrom angeben!

Schienensystem	Ausbreitungsrichtung	Belastungsstrom
LRC2951-2 6300A	 vertical	2.500 A
LRC2951-2 6300A	 diagonal	2.500 A
LRC2951-2 6300A	 horizontal	2.500 A

DIN EN 50527-2-1 (VDE 0848-527-2-1):2017-12

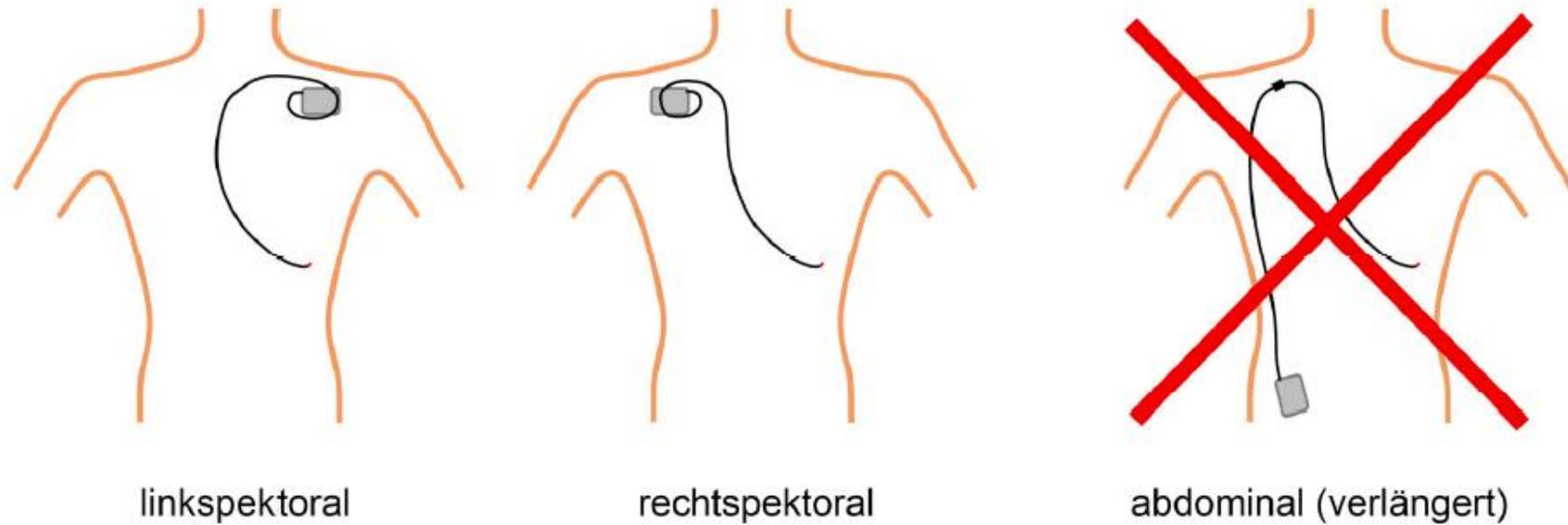


Bild E.1 – Typische Implantationslagen von Herzschrittmachern
(die abdominale Lage mit verlängerter Elektrode wird nur in der klinischen Umgebung eingesetzt)

Effektivwerte der magnetischen und elektrischen Feldstärke bei 50 Hz, die unter ungünstigen Bedingungen Störungen von Herzschrittmachern verursachen können

Art der Elektrodensonde	Lage des Implantats	Störsicherheits-Prüfspannung $\text{mV}_{\text{Spitze-Spitze}}$	Effektivwert des elektrischen Felds kV/m	Effektivwert des magnetischen Felds μT
unipolar	linkspektoral	2,0	6,5	100
	rechtspektoral	2,0	6,5	167
bipolar	links- oder rechtspektoral	0,2	11,7	200

Rechtliche Bewertung von Normen und Schutzzielen

Schutzziele zu erfüllen bedeutet:

- ... erforderliche Maßnahmen
- ... unter Berücksichtigung der Umstände
- ... Gefährdungen ... möglichst vermeiden
- ... Stand der Technik anzuwenden
- ... sachgerecht verknüpfen

Basis => immer eine Gefährdungsanalyse erstellen

Tätigkeitsbezogene Gefährdungsbeurteilung

- Vor jedem Bedienungsvorgang und jeder Arbeit an einer elektrischen Anlage muss eine Bewertung der elektrischen Risiken vorgenommen werden.
- Durch diese Bewertung ist festzulegen, wie der Bedienungsvorgang oder die Arbeit ausgeführt werden muss und welche Sicherheitsmaßnahmen und Vorkehrungen anzuwenden sind, um die Sicherheit zu gewährleisten.

Wo sind die Grenzwerte für weitere EMF Messungen (Auszug)

In Bezug auf die Exposition gegenüber magnetischen Feldern werden die Anforderungen durch Folgendes erfüllt:

- jede elektrische Installation mit einem Bemessungs-Phasenstrom von 100 A oder weniger;
- jeden einzelnen Stromkreis in einer Installation mit einem Bemessungs-Phasenstrom von 100 A oder weniger;
- jeden Stromkreis, bei dem der Abstand zwischen den Leitern beträchtlich kleiner als der Abstand zum Schrittmacher ist und der einen Netzstrom von 100 A oder weniger hat;
- alle Komponenten des Netzes, die die vorstehenden Kriterien erfüllen, werden erfasst (einschließlich der Verkabelung, Schaltgeräte, Transformatoren usw.);

In Bezug auf die Exposition gegenüber elektrischen Feldern werden die Anforderungen durch Folgendes erfüllt:

- beliebige unterirdische oder isolierte Leitungen mit beliebiger Bemessungsspannung;
- beliebige nichtisolierte Freileitungen mit einer Bemessungsspannung bis zu 110 kV und beliebige über dem Arbeitsplatz verlegte Freileitungen mit einer Bemessungsspannung bis zu 150 kV

Übersicht über den Bewertungsvorgang

Für Betriebsmittel (Geräte, Einrichtungen), die in Tabelle A.1 aufgeführt sind und in Übereinstimmung mit ihr verwendet werden					Legende	
		Vorgeschichte				
		Beeinflusstes Verhalten	Unbeeinflusstes Verhalten	Keine Vorgeschichte verfügbar		
Warnhinweis vom verantwortlichen Arzt	Ja	2	3	2	1	Eine weitere Risikobewertung ist nicht erforderlich.
	Nein	2	1	1	2	Besondere Risikobewertung für den Arbeitnehmer mit Herzschrittmacher ist erforderlich.
Für Betriebsmittel (Geräte, Einrichtungen), die in Tabelle A.1 nicht aufgeführt sind oder nicht in Übereinstimmung mit ihr verwendet werden					3	Eine weitere Risikobewertung ist nicht notwendig, wenn der verantwortliche Arzt bestätigt hat, dass diese Vorgeschichte ausreichend ist, um ein medizinisch signifikantes Zusammenwirken auszuschließen.
Besondere Risikobewertung für den Arbeitnehmer mit Herzschrittmacher ist erforderlich.						



Netzberechnung und Selektivität

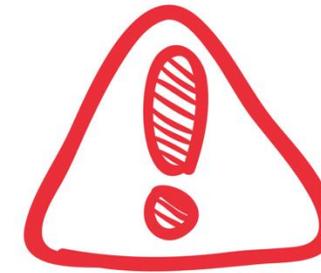
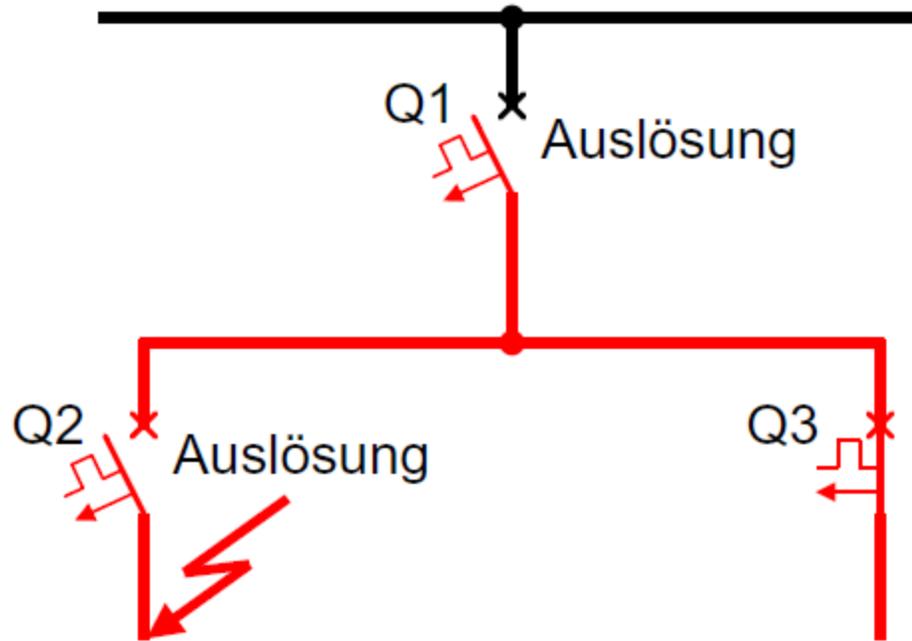
	Überlastschutz	Kurzschlusschutz	Schutz durch Abschaltung im TN-Netz	Spannungsfall
Anforderung	Durch den Schutz bei Überlast von Verbindungsstrecken soll verhindert werden, dass weder die Verbindung selbst (Leiterisolierung, Anschluss- und Verbindungsstellen etc.) noch deren Umgebung durch übermäßige Erwärmung Schaden nehmen kann, bzw. hervorgerufen wird.	Durch den Schutz bei Kurzschluss von Verbindungsstrecken muss verhindert werden, dass weder die Verbindung selbst (Leiterisolierung, Anschluss- und Verbindungsstellen etc.) noch deren Umgebung durch übermäßige Erwärmung sowie mechanische Wirkung Schaden nehmen kann, bzw. hervorgerufen wird. Der Kurzschlusschutz muss in seinem Ausschaltvermögen so bemessen sein, dass er den maximal auftretenden Kurzschluss am Einbauort ausschalten kann.	Die Schleifenimpedanz Z_S der Versorgungsstrecke muss so dimensioniert sein, dass der sich ergebende Kurzschlussstrom die automatische Abschaltung der Schutzeinrichtung innerhalb der festgelegten Zeit zur Folge hat. Dabei ist davon auszugehen, dass ein Fehler zwischen einem Außen- und einem Schutzleiter oder einem Körper irgendwo in der Anlage mit vernachlässigbarer Impedanz auftritt.	Bei der Bemessung der Kabel ist der für die Verbraucher max. zulässige Spannungsfall zu berücksichtigen.
Merkmale	$I_B \leq I_N \leq I_Z$ Die Kabelbelastbarkeit I_Z ist für den max. möglichen Betriebsstrom I_B des Stromkreises und den Nennstrom I_N der Schutzeinrichtung dimensioniert. $I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$ Der große Prüfstrom I_2 , definiert durch die vorgeschaltete Schutzeinrichtung, und ist kleiner, maximal gleich dem 1,45-fachen der zulässigen Kabelbelastbarkeit I_Z .	$I^2 \cdot t \leq k^2 \cdot S^2$ Die Zeit t bis zum Ausschalten eines Kurzschlussstromes I , an einem beliebigen Punkt im Stromkreis, darf maximal so lange sein, dass die durch den Kurzschlussstrom verursachte Energie nicht die Energie überschreitet, die zur Schädigung oder Zerstörung der Verbindungsstrecke führt.	$Z_S \cdot I_a \leq U_o$ Die Schleifenimpedanz Z_S der Versorgungsstrecke muss so dimensioniert sein, dass der sich ergebende Kurzschlussstrom die automatische Abschaltung der Schutzeinrichtung innerhalb der festgelegten Zeit zur Folge hat. Dabei ist davon auszugehen, dass ein Fehler zwischen einem Außen- und einem Schutzleiter oder einem Körper irgendwo in der Anlage mit vernachlässigbarer Impedanz auftritt.	Spannungsfall im Drehstromnetz $\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3} \cdot (R'_w \cdot \cos\varphi + X'_l \cdot \sin\varphi)}{U_N} \cdot 100 \%$ Spannungsfall im Wechselstromnetz $\Delta U = \frac{2 \cdot I \cdot L \cdot (R'_w \cdot \cos\varphi + X'_l \cdot \sin\varphi)}{U_N} \cdot 100 \%$



	Überlastschutz	Kurzschlusschutz	Schutz durch Abschaltung im TN-Netz	Spannungsfall
Besonderheiten	<ul style="list-style-type: none"> ■ Überlastschutzgeräte können am Anfang oder Ende der zu schützenden Kabelstrecke eingesetzt werden. ■ Die zulässige Belastbarkeit I_Z von Kabel und Leitungen ist gem. VDE 0298 Teil 4 entsprechend den tatsächlichen Verlegebedingungen zu bestimmen. ■ Bei Einsatz von gL-Sicherungen als einziges Schutzorgan ist bei Einhaltung der Merkmale Überlastschutz der Kurzschlusschutz ebenfalls erfüllt. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Kurzschlusschutz ist immer am Anfang der Kabelstrecke einzubauen. ■ Bei der Überprüfung des Kurzschlusschutzes ist auch der PE / PEN-Leiter mit einzubeziehen. ■ Im Auslösebereich < 100 ms sind für I^2t die Werte der Gerätehersteller zu berücksichtigen. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Die zulässige Abschaltzeit, erzielt durch I_α bei Verbrauchern ≤ 32 A beträgt 0,4 s bei AC und 5 s bei DC. ■ Die zulässige Abschaltzeit, erzielt durch I_α bei Verbrauchern > 32 A und Verteilungsstromkreise beträgt 5 s. ■ Zusätzlicher Schutz durch RCD (≤ 30 mA) ist bei Steckdosen ≤ 20 A, die zur Benutzung von Laien und zur allgemeinen Verwendung bestimmt sind, erforderlich ■ Zusätzlicher Schutz durch RCD (≤ 30 mA) ist erforderlich bei Endstromkreisen für im Außenbereich verwendete tragbare Betriebsmittel mit einem Bemessungsstrom ≤ 32 A. 	<p>$R_W = R_{55^\circ C} = 1,14 \cdot R_{20^\circ C}$</p> <p>$R_{80^\circ C} = 1,24 \cdot R_{20^\circ C}$</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ der Widerstandsbelag einer Leitung ist temperaturabhängig ■ bei der Dimensionierung von Kabeln und Leitungen mit Funktionserhalt ist der erhöhte Widerstand im Brandfall zu berücksichtigen, um ein fehlerfreies Anlaufen von sicherheitsrelevanten Verbrauchern zu garantieren ■ es ist immer der Spannungsfall am Trafo, z. B. 400 V, mit zu betrachten, die Sekundärspannung am Trafo ist eine Leerlaufspannung! ■ Spannungstoleranzen für Geräte und Anlagen sind gem. IEC 60038 festgelegt



Selektivität und Backup-Schutz

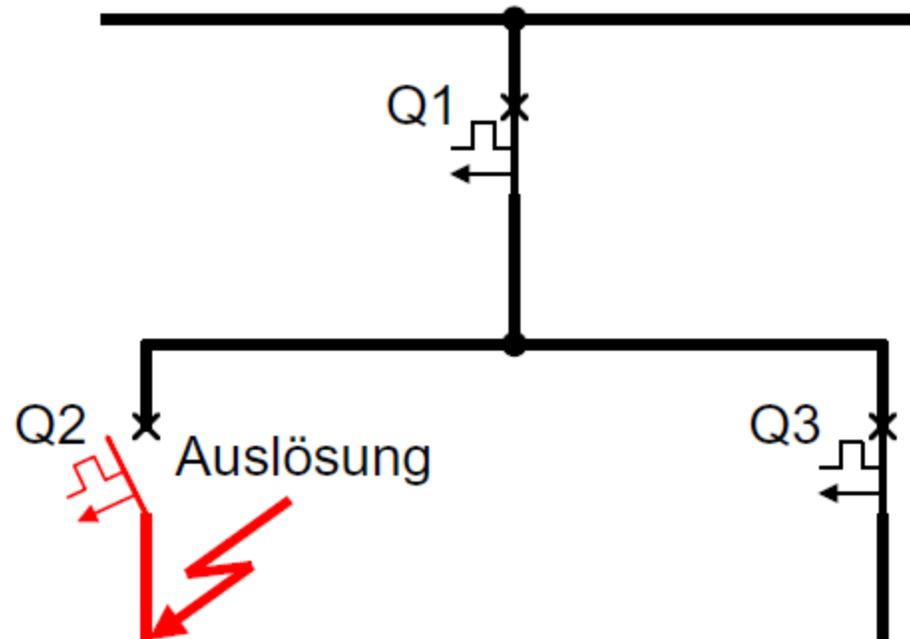


Backup-Schutz

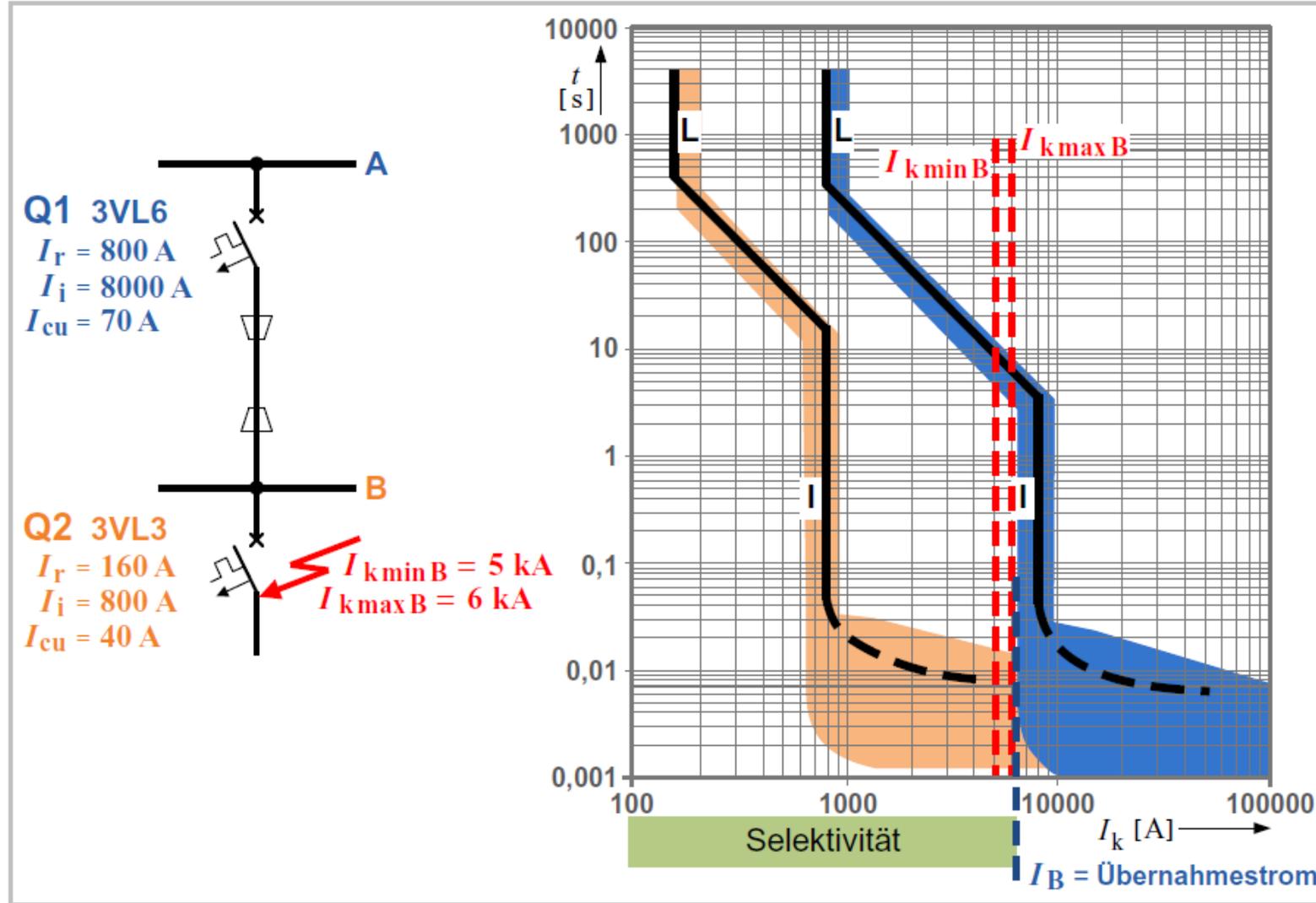
Niemals Backup Schutz für Rechenzentren planen!

Selektivität

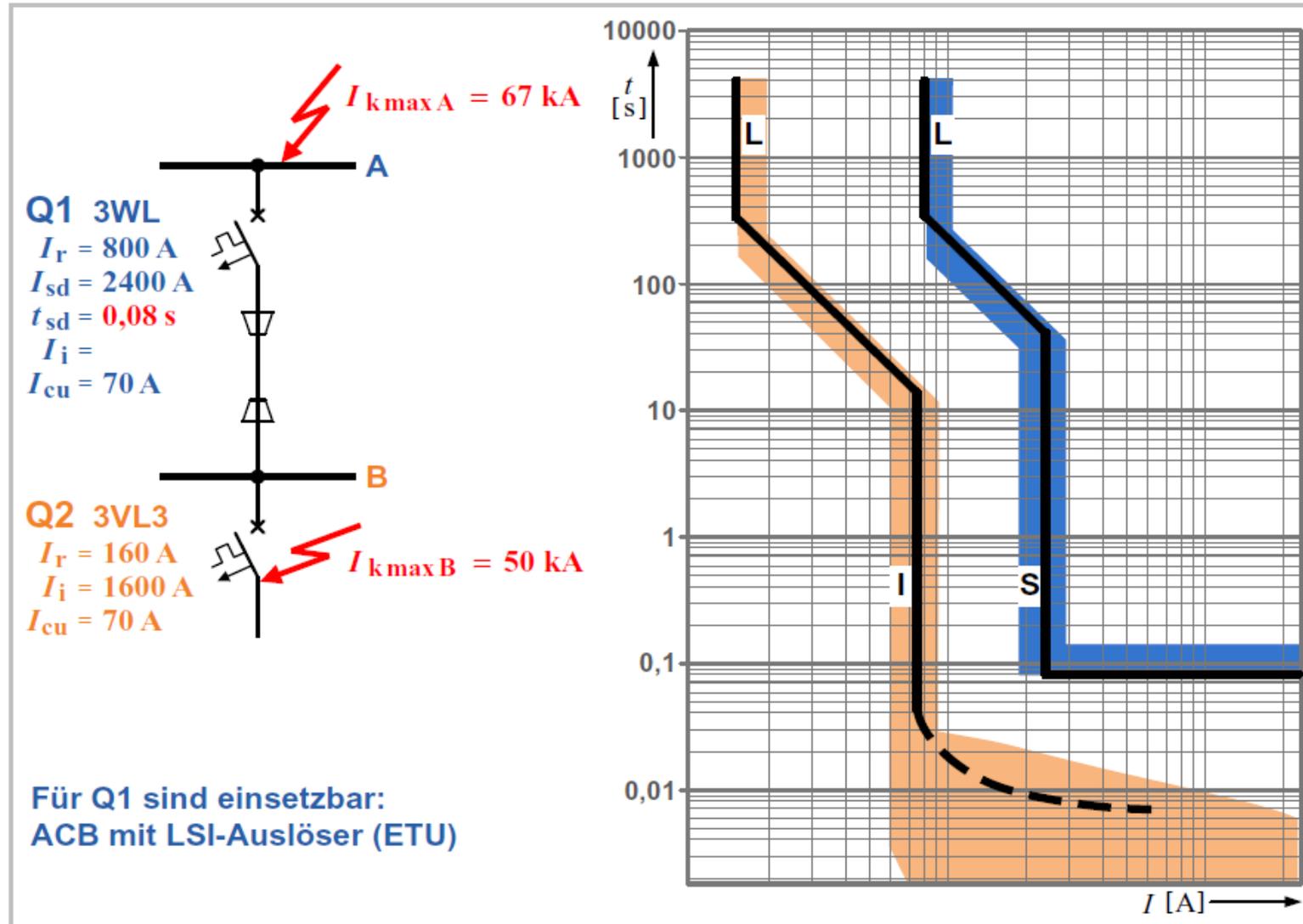
Bei Rechenzentren ist Vollselektivität gefordert



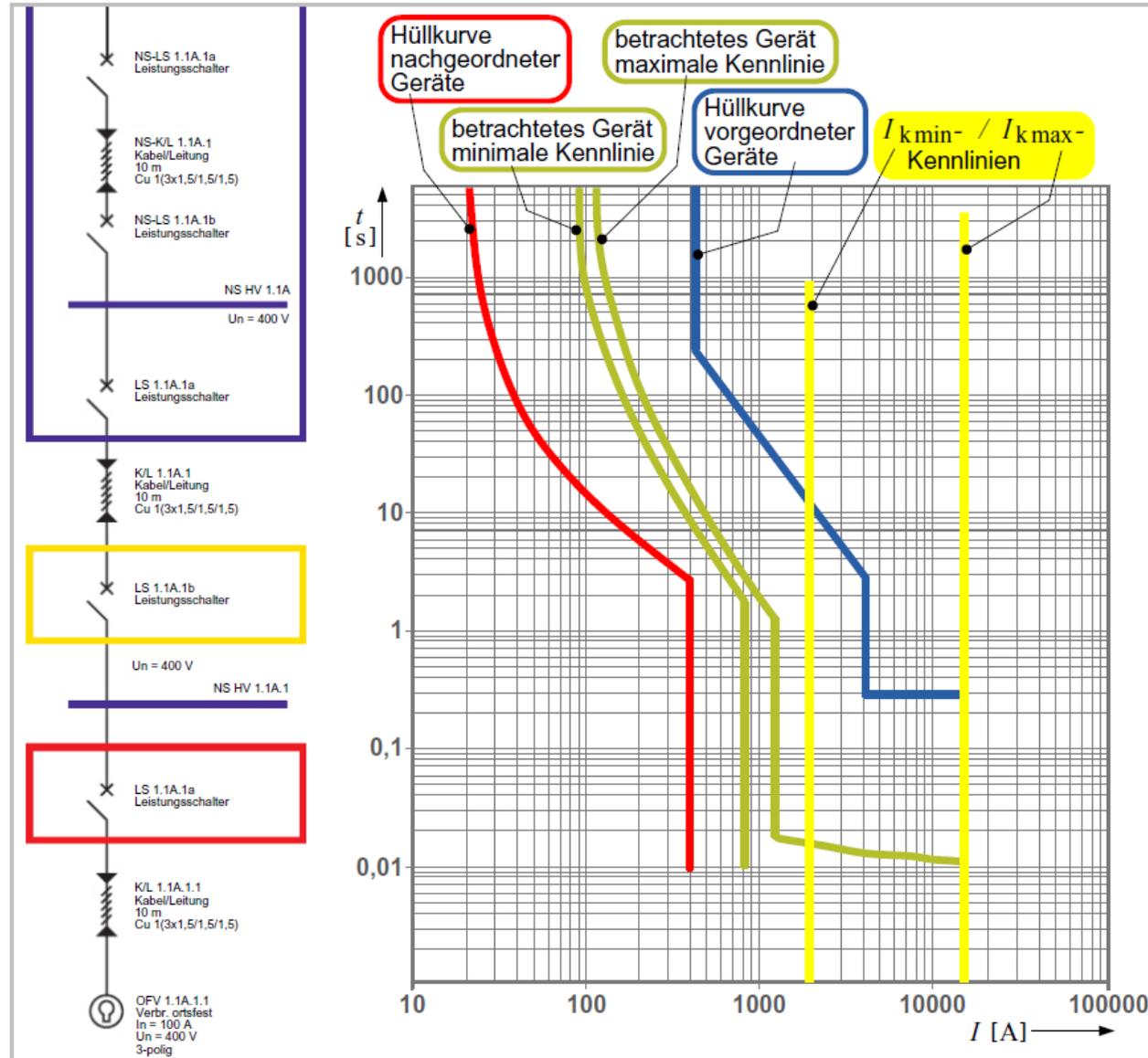
- Stromselektivität wird durch unterschiedlich hohe Auslöseströme der Schutzorgane erreicht



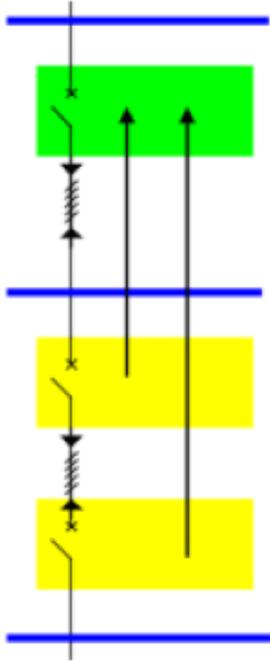
- Zeitselektivität wird durch zeitliche Verzögerung der Auslösung der vorgeschalteten Schutzorgane erreicht



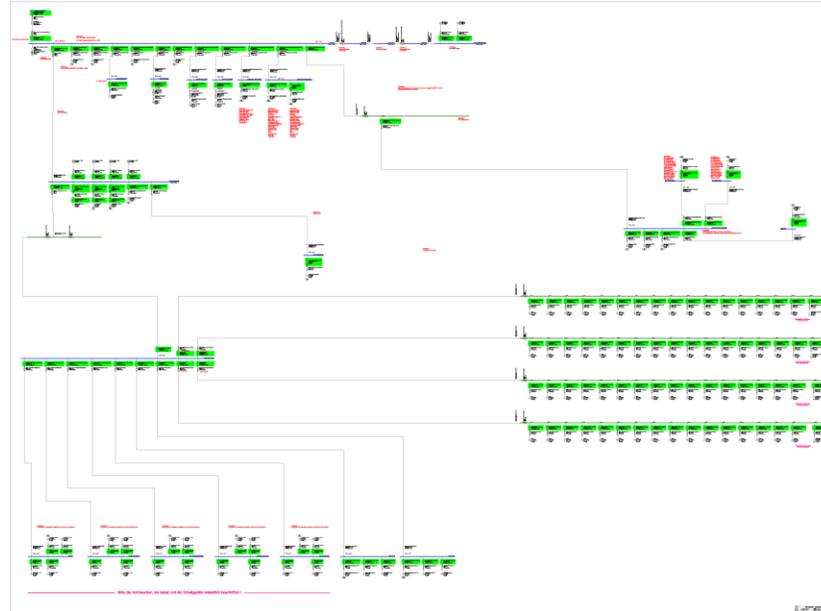
■ Darstellung der selektiven Auslegung des Netzwerkes



Vollselektiv und Teilsselektiv



Die Selektivitätsbeurteilung erfolgt anhand vorhandener Grenzwerte im Überlastbereich $< I_{kmin}$ (I_{sel}-über) und im Kurzschlussbereich $> I_{kmin}$ (I_{sel}-kurz). Dabei wird das obere Toleranzband des betrachteten Schaltgerätes mit der Hüllkurve des unteren Toleranzbandes aller vorgeordneten Schutzgeräte verglichen. Bei Auslösezeiten oberhalb 80 ms erfolgt eine grafische Auswertung der Schnittpunkte, darunter werden Selektivitätsgrenzwerte aus einer hinterlegten Selektivitäts-Grenzwerttabelle abgefragt. Befinden sich in einem Stromkreis zwei Schutzgeräte (Schalter oben und Schalter unten), so werden diese nicht untereinander, sondern gegen die Schutzgeräte in vorgeordneten Stromkreisen ausgewertet, siehe Bild.



Lernstandskontrolle: 22 Punkte

Link:

<https://forms.office.com/Pages/ResponsePage.aspx?id=ZC88A35kcESc0jsIyp5-HUxNACpjh5BPpv-9CHGtwYtUQk5OQIFaSVg0QVIVUFdHMMVNFsjVKVjRLVC4u>

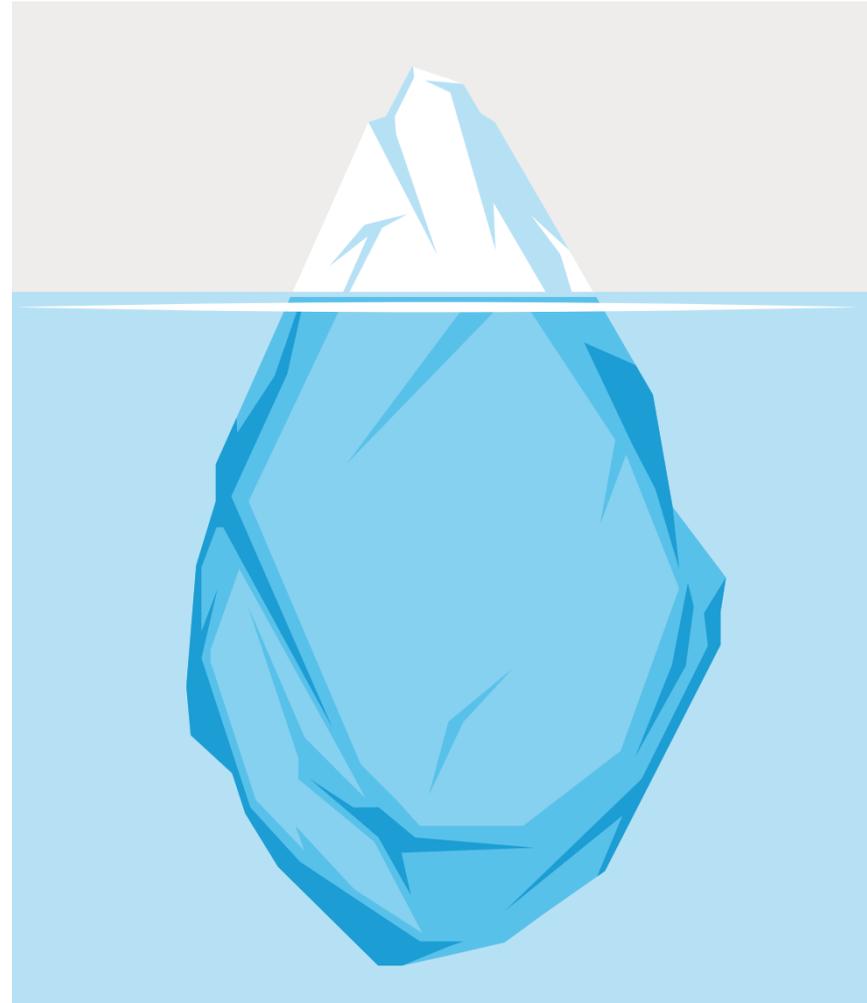


Messtechnik

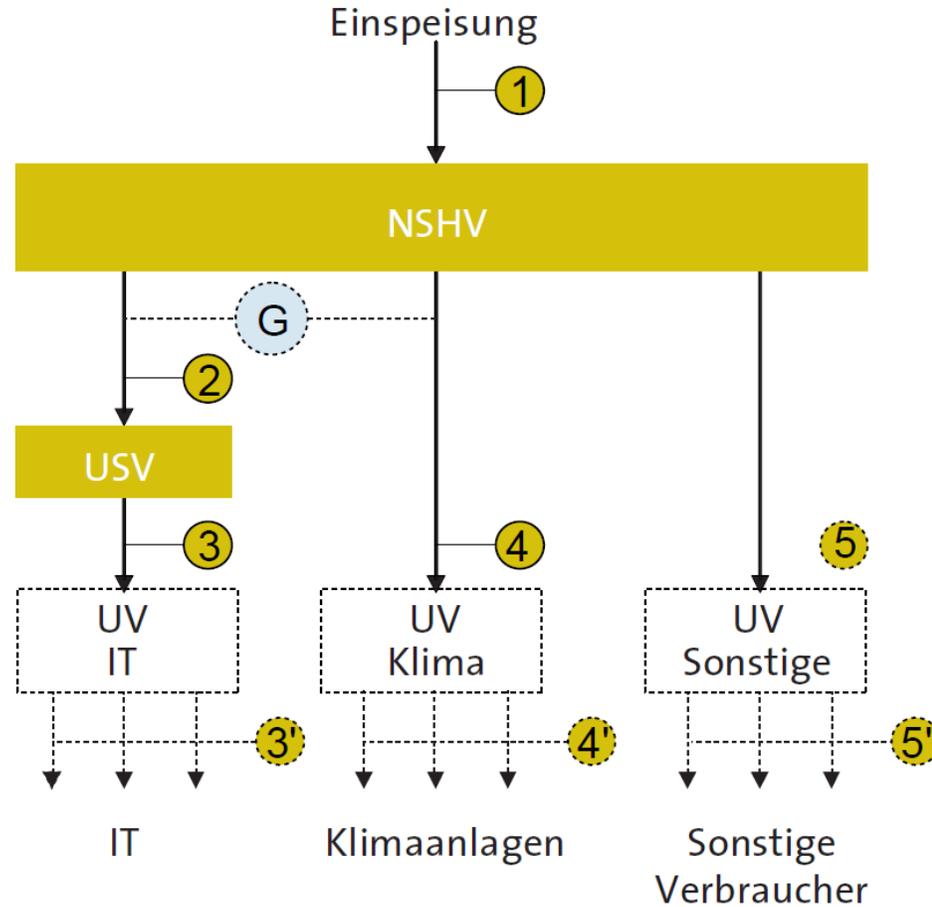
Digitalisierung der Infrastruktur

Ermittlung der Kennzahlen

Die wesentlichen Kosten für den Betrieb eines Rechenzentrums liegen unterhalb der Oberfläche



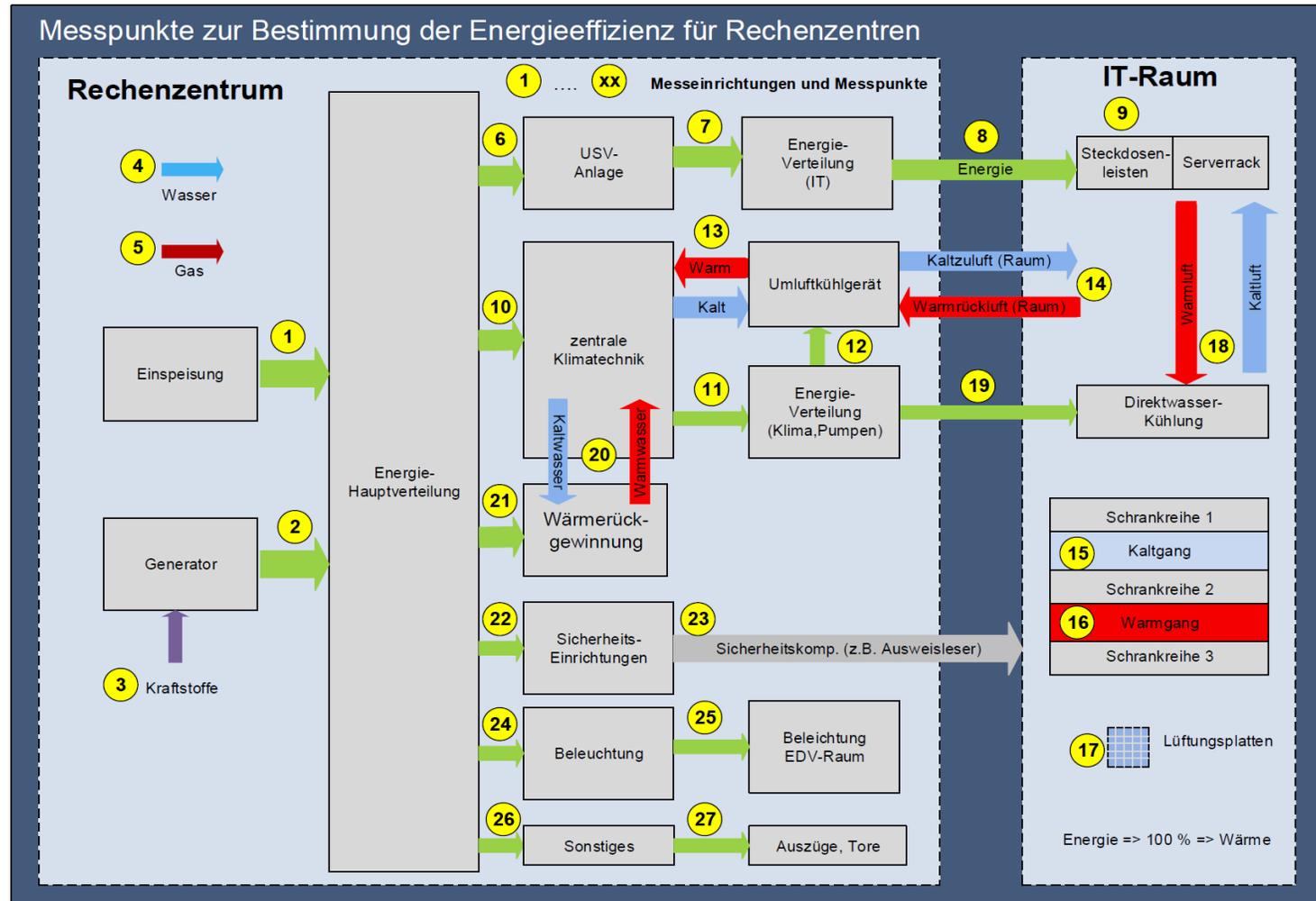
Messungen im Rechenzentren



Zusätzlich: Temperatur, Feuchte , Druck und VOC (nicht flüchtige organische Verbindungen)

Wetterstation: Temperatur, Feuchte, Niederschlag, Licht, Wind, Druck

Messungen im Rechenzentren: Verbesserung der Energieeffizienz



DIN EN 50600-4-2: Einrichtungen und Infrastrukturen von Rechenzentren – Teil 4-2: Kennzahl zur eingesetzten Energie

Definition des PUE gemäß Norm:

$$\text{PUE} = \frac{E_{RZ}}{E_{IT}}$$

Dabei ist

E_{RZ} der Gesamtenergieverbrauch des Rechenzentrums (jährlich) in kWh;

E_{IT} der Energieverbrauch der IT-Ausstattung (jährlich) in kWh.



Definitionsgemäß ist der errechnete PUE-Wert stets größer als 1.

DIN EN 50600-4-2: Einrichtungen und Infrastrukturen von Rechenzentren – Teil 4-2: Kennzahl zur eingesetzten Energie

Das betrachtete Rechenzentrum ist als ein System anzusehen, das durch Schnittstellen definiert ist, durch die Energie fließt.

Folgende Energiearten müssen an den Schnittstellen gemessen werden:

- a) Elektrizität;
- b) gasförmige Brennstoffe;
- c) flüssige Brennstoffe;
- d) Kühlflüssigkeiten (einschließlich des Wasserverbrauchs, wenn es als Flüssigkeit zurückgeführt wird und nicht verdunstet).

Folgende Energiearten brauchen nicht an den Schnittstellen gemessen werden:

- 1) Luft zu Kühlzwecken;
- 2) Wasser aus natürlichen Quellen (d. h. bei seiner Beschaffung wird keine Energie verbraucht).

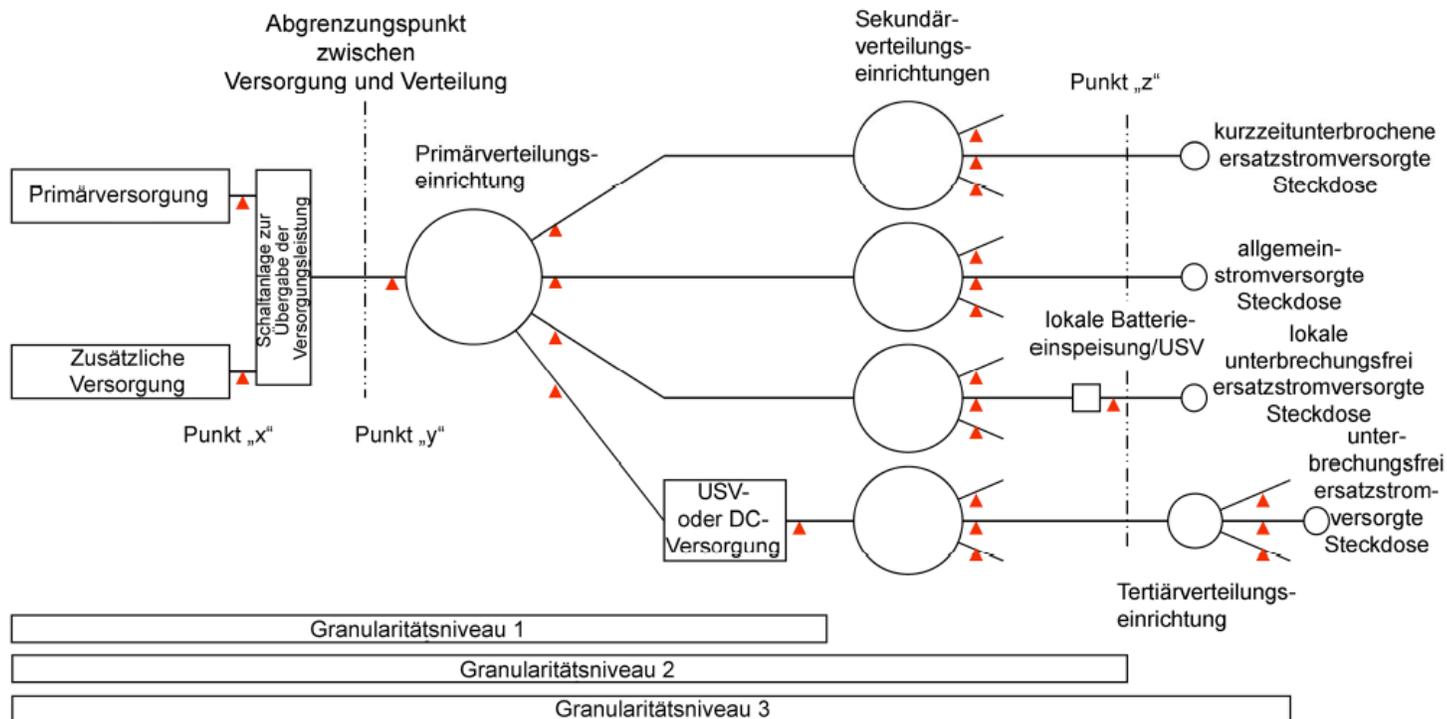
DIN EN 50600-4-2: Einrichtungen und Infrastrukturen von Rechenzentren – Teil 4-2: Kennzahl zur eingesetzten Energie

Gasförmige oder flüssige Brennstoffe müssen in kWh gemessen oder unter Verwendung der Brennwerte des verwendeten Brennstoffes in kWh konvertiert werden. Liegen keine Informationen zum Brennwert vor und sind keine örtlichen Vorschriften anzuwenden, müssen folgende Angaben verwendet werden:

- Diesel: 9,9 kWh/l;
- Gas: 10,5 kWh/m³;
- Wasserstoff: 38,9 kWh/kg;
- Bioethanol: 6 kWh/l.

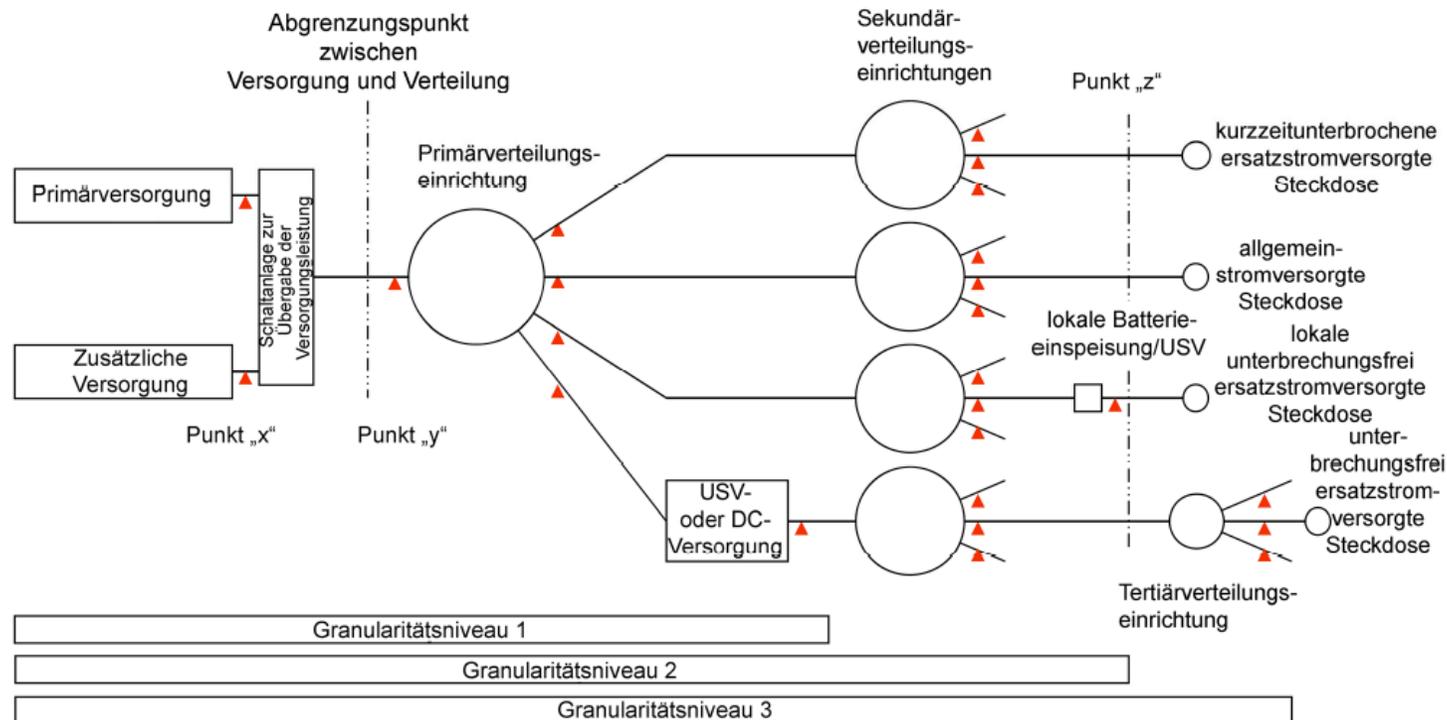
Kategorien der Kennzahl zur eingesetzten Energie

Granularitätsniveau 1 sieht die Messung von Kennwerten der Spannungsqualität von Primär-, Sekundär und (gegebenenfalls) zusätzlichen Versorgungs sowie am Ausgang der unterbrechungsfreien Stromversorgungssysteme, die die unterbrechungsfrei ersatzstromversorgte Steckdosen versorgen, vor.



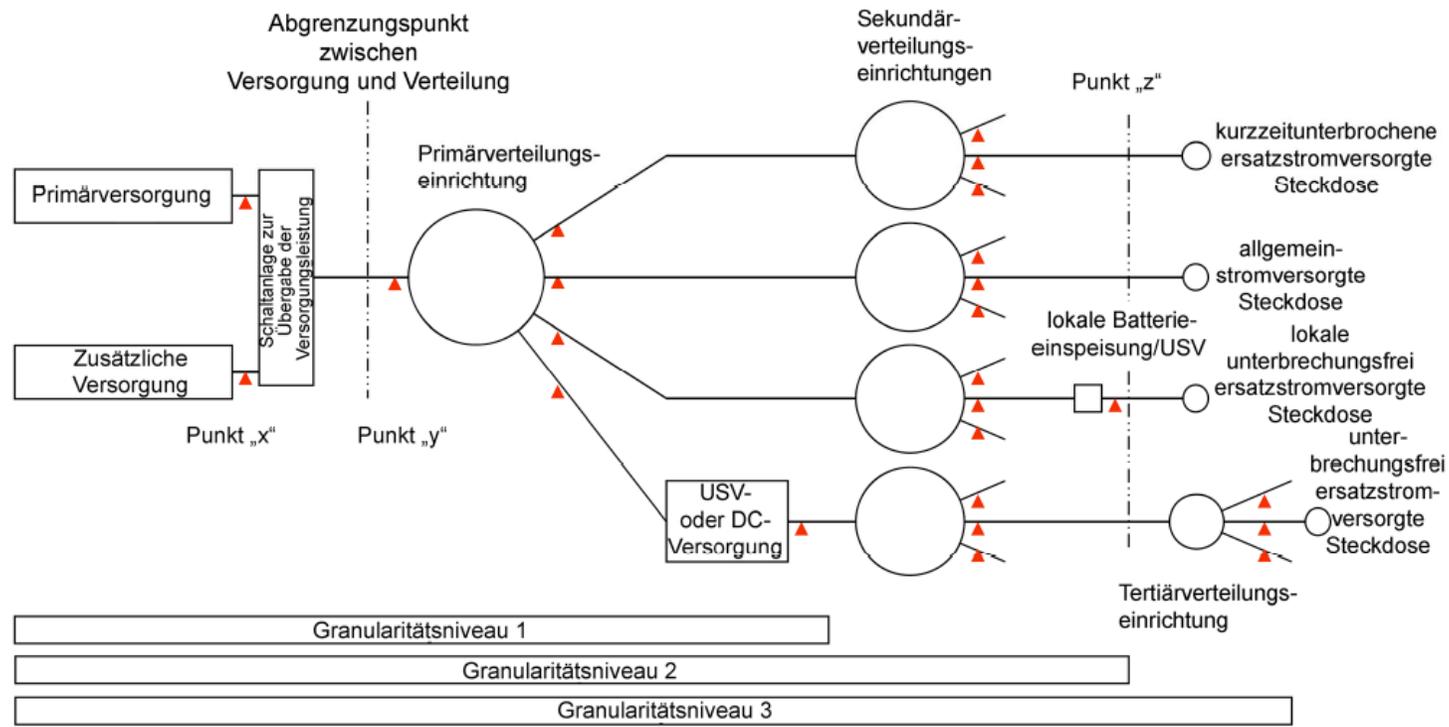
Kategorien der Kennzahl zur eingesetzten Energie

Granularitätsniveau 2 sieht die Messung von Kennwerten der Spannungsqualität an entsprechenden Zwischenpunkten zwischen den Primärverteilungseinrichtungen und den Ausgängen der endgültigen Sekundärverteilungseinrichtungen vor; die Messungen müssen an denjenigen Ausgängen der Sekundärverteilungseinrichtungen durchgeführt werden, die am weitesten von den Primärverteilungseinrichtungen entfernt sind.



Kategorien der Kennzahl zur eingesetzten Energie

Granularitätsniveau 3 sieht die Messung der Kennwerte der Spannungsqualität an den unterbrechungsfrei ersatzstromversorgten Steckdosen vor, die von Tertiärverteilungs-einrichtungen versorgt werden



Digitalisierung der Infrastruktur Einsatz von Messtechnik

SLO und SLA

SLO und SLA für Infrastruktur

SLO: Ein Ziel für eine Service-Metrik

SLA: Eine Reihe von Serviceverpflichtungen gegenüber einem Kunden.

Ein Service Level Agreement (SLA) ist ein formaler Satz von Service Level Agreements (SLAs), d. h. Service Level Agreements, die ein Dienstleister gegenüber einem Kunden eingegangen ist.

Ein Service-Level-Ziel (Service-Level-Objective) oder SLO ist ein bestimmtes Ziel für eine Service-Metrik, die in einem SLA enthalten ist.

Ein SLA ist ein formales Dokument oder eine Erklärung, die eine Verpflichtung gegenüber Kunden darstellt. In vielen Fällen ist ein SLA ein verbindlicher Vertrag, der meist rechtlich und inhaltlich verbindlich ist.

SLOs sind der Kerninhalt eines SLAs, die konkrete und messbare Verpflichtungen eingehen. Ein SLA kann viele SLOs als Zielvorgaben für Metriken wie Downtime und Kundenzufriedenheit enthalten.

Stufe 1: SLO und SLA Infrastruktur

Was muss im Rahmen der Infrastruktur gemessen werden?

Service Metrik	
Nachweis TN-S System (BSI-100)	Risiko => Zerstörung von IT Equipment
Ausfall der 2N Stromversorgung EN 61000-4-11 (< 16A) EN 61000-4-34 (> 16A)	Risiko => Serviceunterbrechung
Überschreitung THDU Wert (Klasse 1): > 15 Minuten im Monat	Risiko wegen möglicher Beschädigung von Netzteilen
Differenzstromüberwachung (RCM): > 10s 300mA 500mA)	Permanente Wiederholungsprüfung Verzicht auf Abschaltung => Personengefahr, Brandgefahr
Transienten > 10 Stück pro Monat	Gefahr des Ausfalls der USV Anlage => Serviceunterbrechung
Temperatur im Kaltgang > 32°C für mehr als 5 Minuten	Risiko => Gefahr der Überhitzung von IT Equipment
Taupunktüber/-unterschreitung für mehr als 15 Minuten im Monat	Risiko => Gefahr durch Kondenswasser/ESD in den IT Komponenten

DGUV V3 permanente Wiederholungsprüfung

Verzicht auf Abschaltung bei ortsfesten Anlagen

DEUTSCHE NORM		June 2017
DIN VDE 0105-100/A1 (VDE 0105-100/A1)		DIN
		VDE
<small>Diese Norm ist zugleich eine VDE-Bestimmung im Sinne von VDE 0022. Sie ist nach Durchführung des vom VDE-Präsidenten beschriebenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angegebenen Nummer in das VDE-Schrifttum aufgenommen und ist der VDE-Elektrotechnik + Automation® bekanntgegeben worden.</small>		
<p>Verfügbare Ausgabe – auch für innerbetriebliche Zwecke – nicht gestattet.</p> <p>ICS 29.240.01 Änderung von DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100) 2015-10 Siehe Anwendungsbereich</p> <p>Betrieb von elektrischen Anlagen – Teil 100: Allgemeine Festlegungen; Änderung A1: Wiederkehrende Prüfungen; Deutsche Übernahme von Abschnitt 6.5 des HD 60364-6:2016</p> <p>Operation of electrical installations – Part 100: General requirements; Amendment A1: Periodic verification; German implementation of clause 6.5 of HD 60364-6:2016</p> <p>Exploitation des installations électriques – Partie 100: Règles générales; Amendement A1: Tests périodiques; Mise en application allemande de l'article 6.5 de HD 60364-6:2016</p> <p style="text-align: right;">Gesamtumfang 13 Seiten</p> <p style="text-align: center;">DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE</p>		
<small>© Die Deutsche Kommission für Normung's V und VDE, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. und die VDE-Verlagsgesellschaft, sind alleinige Eigentümer der in dieser Norm enthaltenen Rechte. Die Norm und die in dieser Norm enthaltenen Informationen sind urheberrechtlich geschützt durch VDE-Verlag GmbH, 10243 Berlin. Erweitert nach Euro-Brand Verlag GmbH, 10773 Berlin.</small>		



BG ETEM
Energie Textil Elektro
Medienereignisse

3

DGUV Vorschrift 3

**Unfallhäufigkeitsvorschrift
Elektrische Anlagen
und Betriebsmittel**
(bisher BGV A3)

vom 1. April 1979
in der Fassung vom 1. Januar 1997
mit Durchführungsanweisungen
vom Oktober 1996

Januar 1997 - Aktualisierte Nachdruckfassung Januar 2005

Schutz durch Technik: RCM Monitoring

RCM Messung (Prinzip)

Anwendung der Kirchhoff'schen Regel

In einem Knotenpunkt eines elektrischen Netzwerkes ist die Summe der zufließenden Ströme gleich der Summe der abfließenden Ströme.

Befeilt man alle anliegenden Zweigströme so, dass alle zugehörigen **Zählpfeile** zum Knoten hin oder alle zugehörigen Pfeile vom Knoten weg zeigen, so kann man den Knotenpunktsatz für einen Knoten mit n Zweigströmen folgendermaßen aufschreiben:

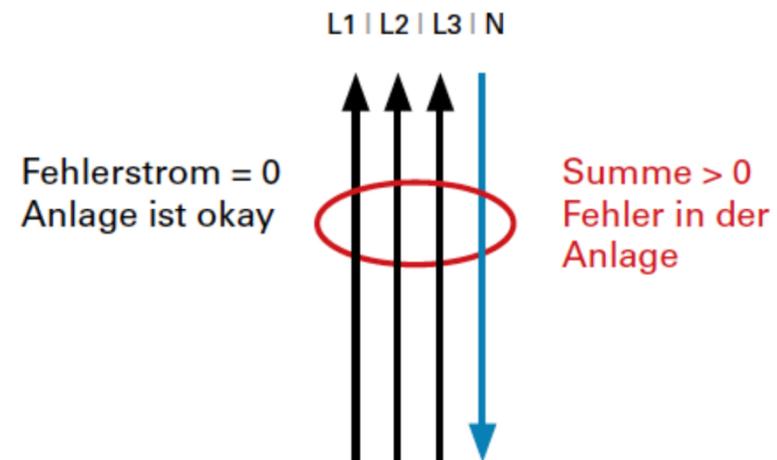
$$\sum_{k=1}^n I_k = 0$$

Diese Regel gilt zunächst für Gleichstromnetzwerke.

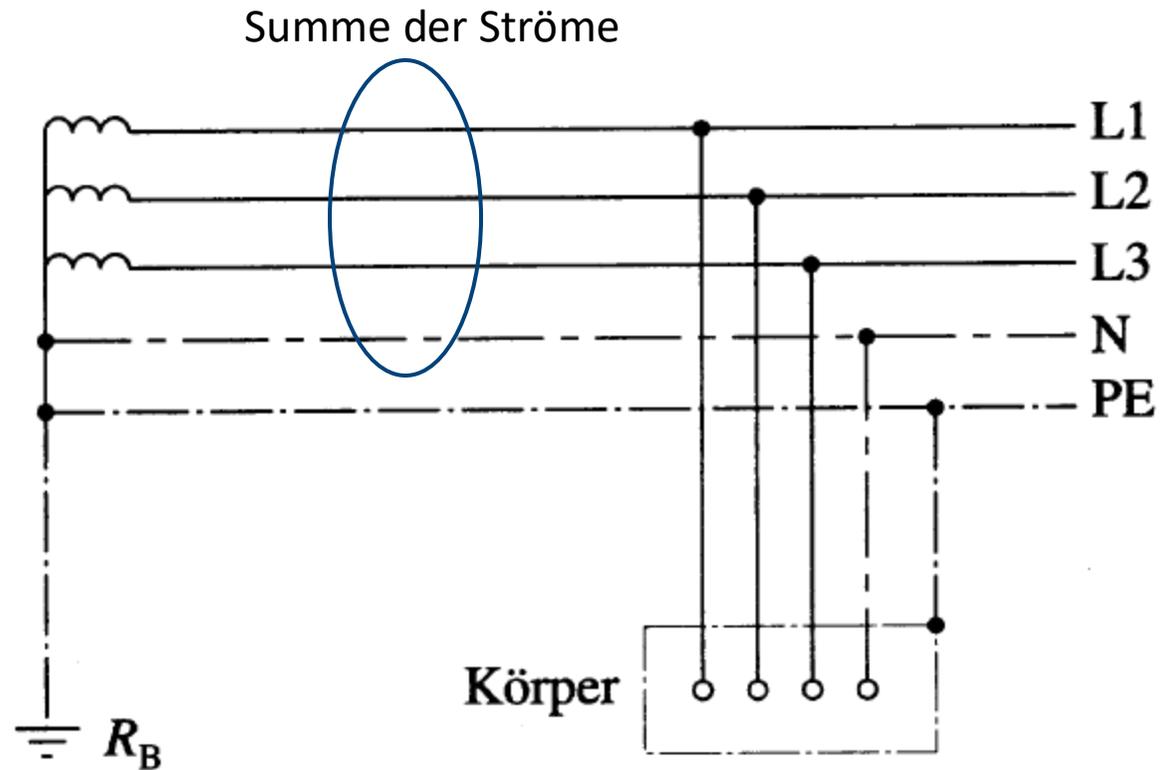
Für Wechselstromnetzwerke gilt sie unter der Bedingung, dass man nur konzentrierte Bauelemente verwendet und somit beispielsweise Ladungsspeicherungseffekte in den Knoten und Leitungen aufgrund der dort vorhandenen Kapazitäten ausbleiben.

Anstelle der Zeitwerte kann man auch die Zeigerdarstellungen der Ströme betrachten:

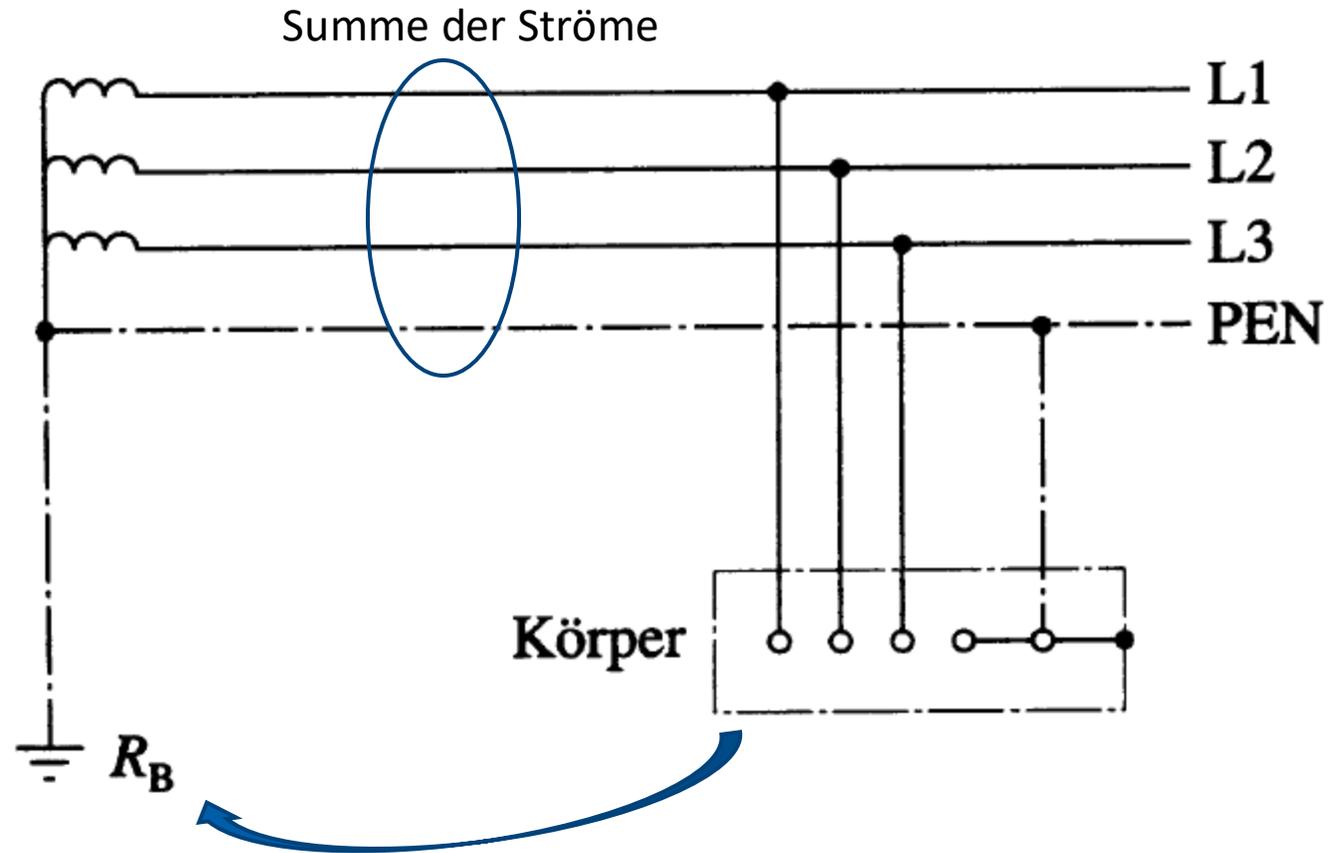
$$\sum_{k=1}^n \underline{I}_k = 0$$



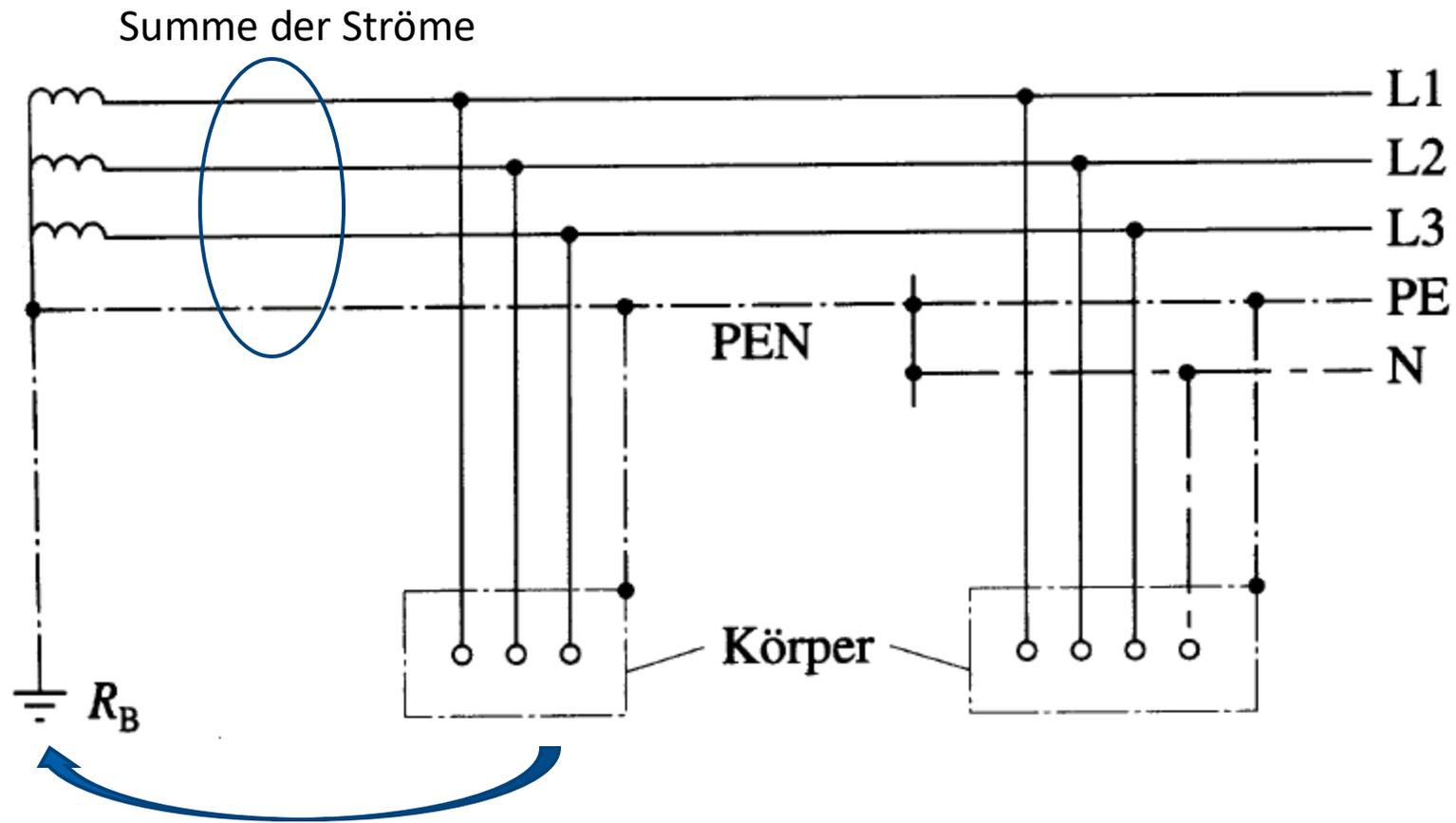
RCM Messung und TN-S



RCM Messung und TN-C

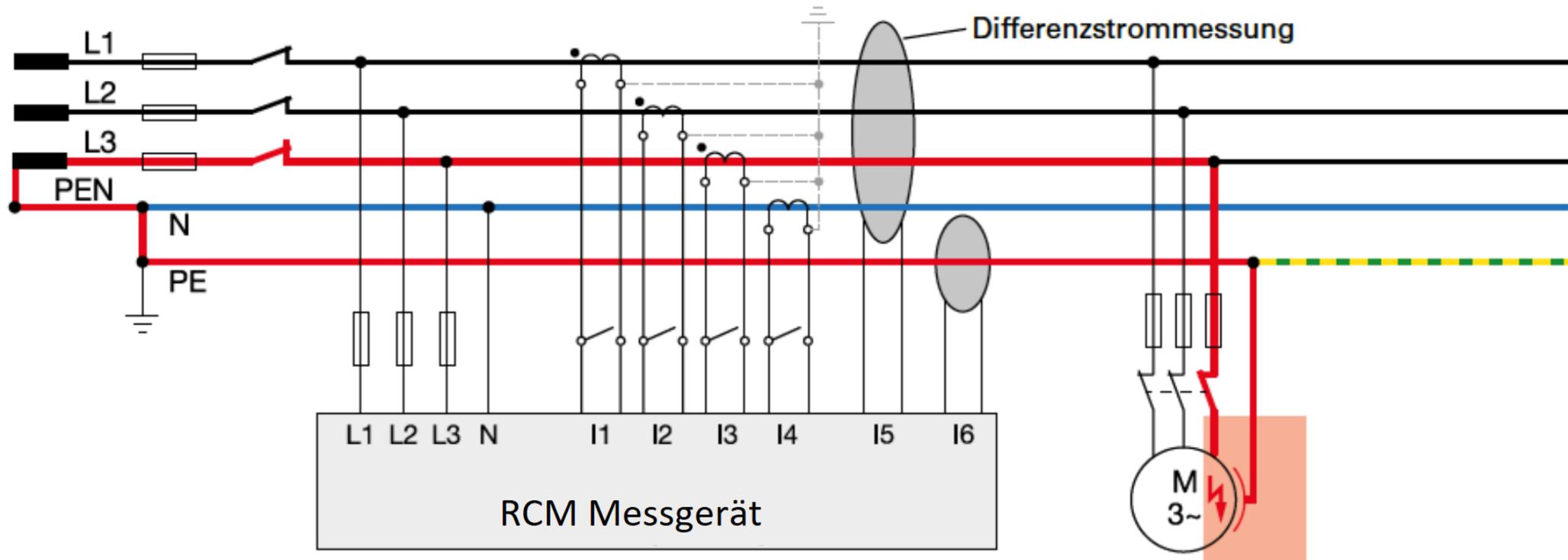
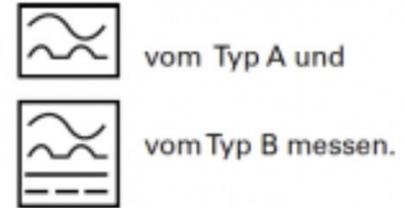


RCM Messung und TN-C-S



RCM Messung

Die Norm EN/IEC 62020 gilt für Differenzstrom-Überwachungsgeräte für Hausinstallationen und ähnliche Anwendungen mit einer Bemessungsspannung < 440 V AC und einem Bemessungsstrom < 125 A.



Was ist ein RCD?

- Fehlerstrom-Schutzschalter (RCCB, von englisch Residual Current operated Circuit-Breaker, sinngemäß auch als Differenzstrom-Schutzschalter bezeichnet) sind die am häufigsten verwendeten Geräte aus der übergeordneten Gruppe der Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen (RCD, von engl. Residual Current Device).
- In den älteren, umgangssprachlich noch üblichen Bezeichnungen FI-Schutzschalter oder FI-Schalter steht „F“ für das Wort Fehler und „I“ für das Formelzeichen der elektrischen Stromstärke.
- Durch die Harmonisierung in der Normung auf internationaler Ebene wird seit 2008 allgemein die Bezeichnung RCD auch in den deutschsprachigen Normen und der Literatur verwendet.
- Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen jeder Bauform schalten bei gefährlich hohen Fehlerströmen gegen Erde die Spannung ab und tragen so zur Reduzierung lebensgefährlicher Stromunfälle in Niederspannungsnetzen maßgeblich bei.
- Sie werden den Überstromschutzeinrichtungen in Stromkreisverteilern vorgeschaltet. Es gibt auch die Kombination in Form des RCBO, welcher die Funktion der Fehlerstrom-Schutzeinrichtung und des Leitungsschutzschalters in einem Gerät vereint.

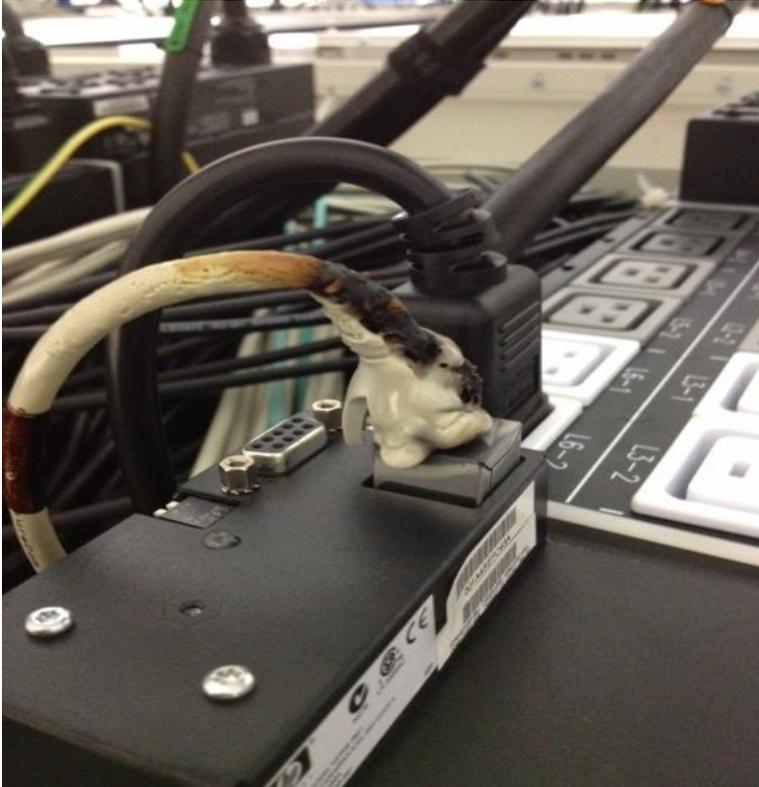


Brandschutz

- Zum Schutz gegen elektrisch gezündete Brände darf nach Vorgabe des VdS ein Fehlerstrom zwischen Außenleiter und Schutzleiter bzw. Erde nicht größer als 420 mA sein.
- Es können für diese Maßnahme Fehlerstrom-Schutzschalter mit einem Bemessungsfehlerstrom bis maximal 300 mA verwendet werden.
- In Abhängigkeit des Bemessungsfehlerstroms können an einer Fehlerstelle folgende Wärmeleistungen auftreten:

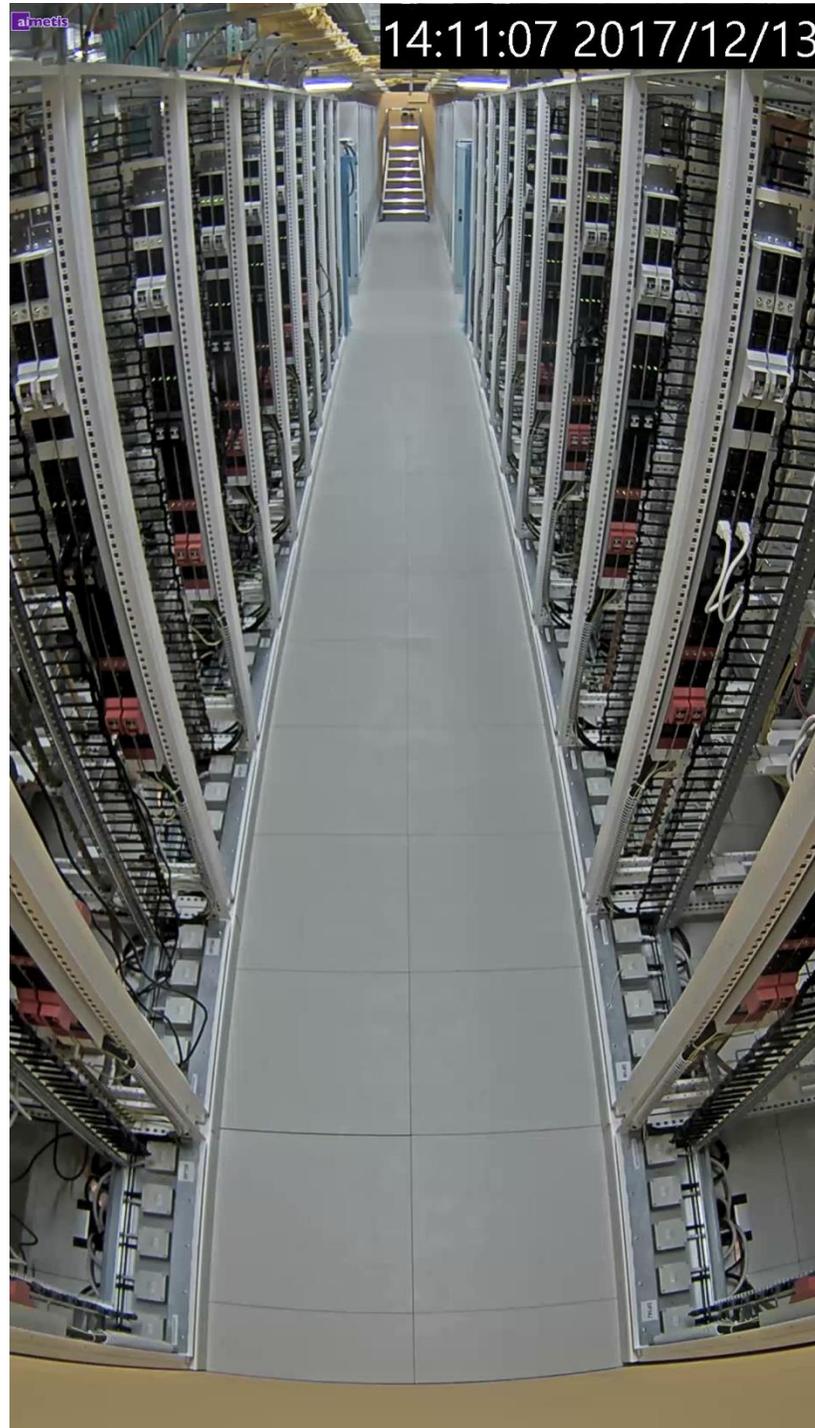
Bemessungsfehlerstrom	Wärmeleistung
30 mA	6,9 W
100 mA	23 W
300 mA	69 W

Brandgefahr durch unsymmetrische Ströme N-PE Verbindungen (VDE 0100-444:2010-10)



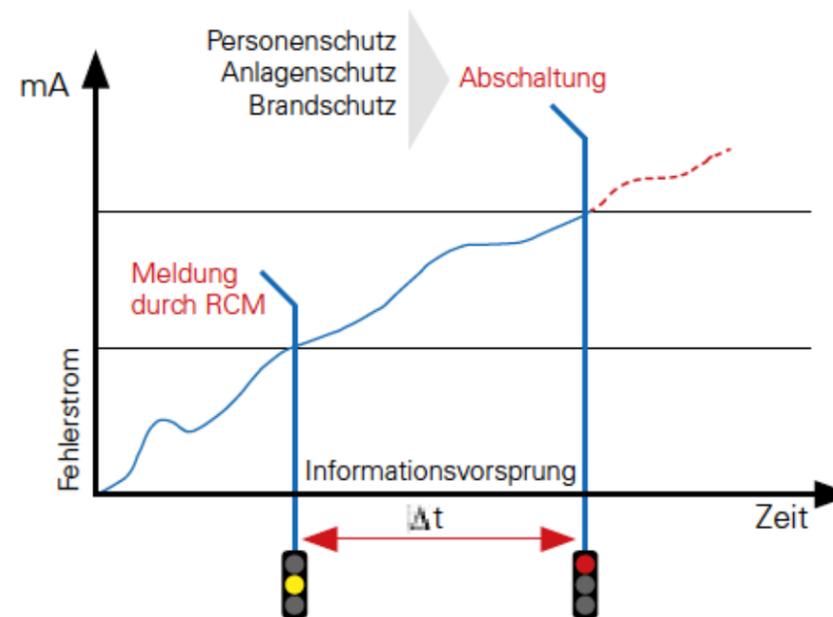
Brandgefahr für alle
Differenzströme $> 420\text{mA}$

Brandschutz (Sicherung 32A)



Vorteil RCM

- Durch Isolationsfehler hervorgerufene Fehlerströme können in elektrotechnischen Anlagen ein erhebliches Sicherheitsrisiko darstellen.
- Über ein entsprechendes Schutzkonzept können Fehlerströme erkannt, Isolationsfehler rechtzeitig beseitigt und somit die Verfügbarkeit der Anlage sichergestellt werden.



Basis Grundnorm



IEC 60364-6

Edition 2.0 2016-04

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Low voltage electrical installations –
Part 6: Verification

Installations électriques à basse tension –
Partie 6: Vérification



- ➔ Where a circuit is permanently monitored by an RCM in accordance with IEC 62020 or an IMD in accordance with IEC 61557-8 it is not necessary to measure the insulation resistance if the functioning of the IMD or RCM is correct.
- ➔ The functioning of the RCM or IMD shall be verified.

„Wenn ein Stromkreis durch ein Differenzstrom-Überwachungsgerät nach DIN EN 62020 (VDE 0663) oder eine Isolationsüberwachungseinrichtung nach DIN EN 61557-8 (VDE 0413-8) ständig überwacht wird und diese Überwachungseinrichtung einwandfrei funktionieren, kann auf die Messung des Isolationswiderstands verzichtet werden.“

Die Norm DIN EN 62020 gilt für Bemessungsspannungen bis 440 V AC und für Bemessungsströme bis 125 A bei Bemessungsfrequenzen von 50 Hz und/oder 60 Hz.

Diese Norm ist ein HD Dokument und in die *DIN VDE 0105-100/A1 VDE 0105-100/A1:2017-06 Betrieb von elektrischen Anlagen Teil 100: Allgemeine Festlegungen; Änderung A1: Wiederkehrende Prüfungen* übergegangen

DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100):2015-10

Der Umfang wiederkehrender Prüfungen nach 5.3.3.1 darf je nach Bedarf und nach den Betriebsverhältnissen auf Stichproben sowohl in Bezug auf den örtlichen Bereich (Anlagenteile) als auch auf die durchzuführenden Maßnahmen beschränkt werden, soweit dadurch eine Beurteilung des ordnungsgemäßen Zustandes möglich ist.

[62.1.1]

Wenn immer möglich, müssen die Berichte und Empfehlungen von vorhergehenden wiederkehrenden Prüfungen berücksichtigt werden.

[62.1.2]

5.3.3.101.0.2 Die wiederkehrende Prüfung, die aus einer ausführlichen Überprüfung der Anlage besteht, muss je nach Anforderung entweder ohne Demontage oder mit Teildemontage durchgeführt werden, ergänzt durch geeignete Prüfungen nach DIN VDE 0100-600 (VDE 0100-600), Abschnitt 61, einschließlich der Prüfung der Einhaltung der nach DIN VDE 0100-410 (VDE 0100-410) geforderten Abschaltzeiten von Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen (RCD), und durch Messungen, um Folgendes zu erreichen:

- a) die Sicherheit von Personen und Nutztieren vor den Wirkungen des elektrischen Schlags und vor Verbrennungen und

Bei Anlagen, die im normalen Betrieb einem wirksamen Managementsystem für vorbeugende Instandhaltung und Wartung unterliegen, dürfen wiederkehrende Prüfungen durch die angemessene Durchführung einer dauernden Überwachung und Wartung der Anlage und all ihrer Betriebsmittel durch Elektrofachkräfte ersetzt werden. Geeignete Nachweise müssen zur Verfügung gestellt werden.

DIN VDE 0100 (VDE 0100) geplant und errichtet worden sein, die zur Zeit der Planung und Errichtung anzuwenden waren. Dieses bedeutet nicht notwendigerweise, dass diese Anlagen unsicher sind.

ANMERKUNG 2 Die Prüfung der Abschaltzeiten für den Schutz durch automatische Abschaltung im Fehlerfall in Stromkreisen mit Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen (RCD) sollte entsprechend DIN VDE 0100-410 (VDE 0100-410) mit einem Prüfstrom von $5 I_{\Delta N}$ erfolgen.

5.3.3.101.0.3 Sind in besonderen Fällen Messungen an oder in elektrischen Anlagen mit technisch oder wirtschaftlich vertretbarem Aufwand nicht durchführbar, z. B. bei ausgedehnten Erdungsanlagen, großen Leiterquerschnitten, vermaschten Netzen, so ist auf andere Weise nachzuweisen, dass die zu ermittelnden Werte eingehalten werden, z. B. durch Berechnung mit Hilfe von Netzmodellen.

[62.2.2]

5.3.3.101.0.4 Bei Anlagen, die im normalen Betrieb einem wirksamen Managementsystem für vorbeugende Instandhaltung und Wartung unterliegen, dürfen die wiederkehrenden Prüfungen durch die angemessene Durchführung einer dauernden Überwachung und Wartung der Anlage und all ihrer Betriebsmittel durch Elektrofachkräfte ersetzt werden. Geeignete Nachweise müssen zur Verfügung gehalten werden.

Rechtssicheres Reporting

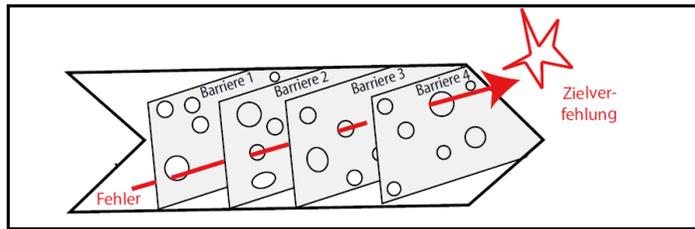


Management System



Was ist ein Managementsystem nach VDE 0105/ IEC 60364-6?

Ein Managementsystem ist ein "Werkzeug" zum Managen (Planen, Organisieren, Führen und Kontrollieren) eines Unternehmens bzw. betrieblicher Aufgaben, Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit (Arbeitsschutz).



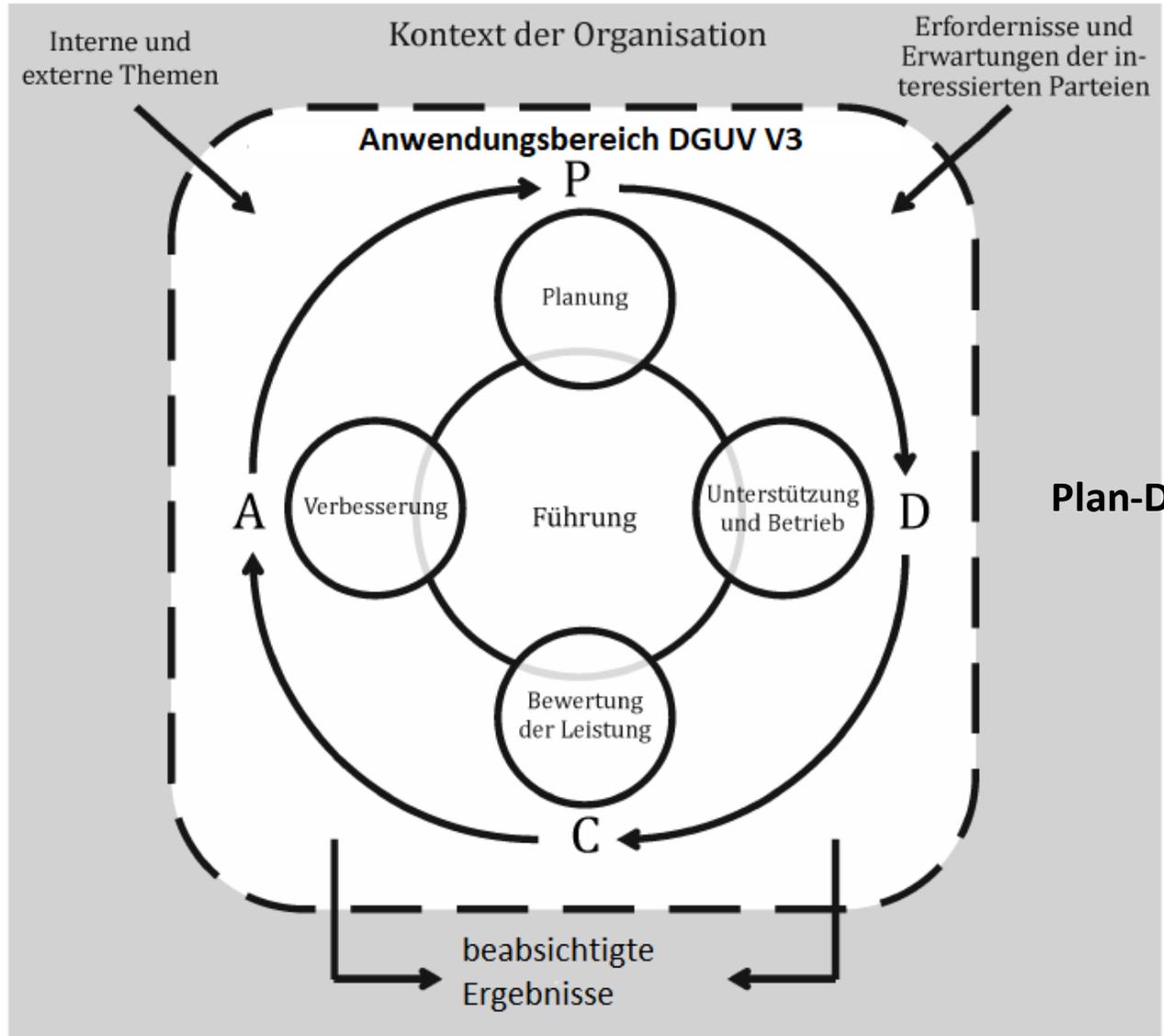
Dieses Werkzeug stellt ein strukturiertes System dar. Es umfasst eine Beschreibung des Kontextes des Unternehmens sowie alle führungstechnischen und organisatorischen Festlegungen, Maßnahmen und Methoden zur Festlegung und Erreichung der Ziele eines Unternehmens.

Bußgeldrechtliche und strafrechtliche Haftung

Nach dem Gesetz über Ordnungswidrigkeiten (OWiG) haftet nach § 130 der Inhaber bei Unterlassung von Aufsichtsmaßnahmen in Bezug auf Pflichten, deren Verletzung mit Strafe oder Geldbuße belegt ist. Allein die Aufsichtspflichtverletzung kann dabei mit einem Bußgeld von bis zu einer Million Euro belegt werden.

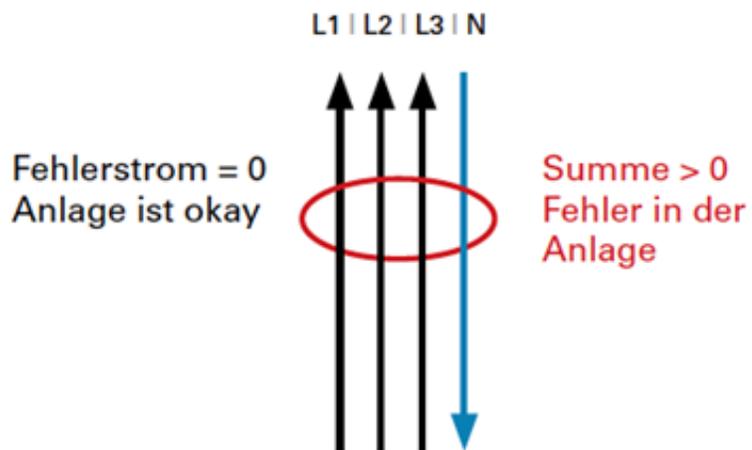
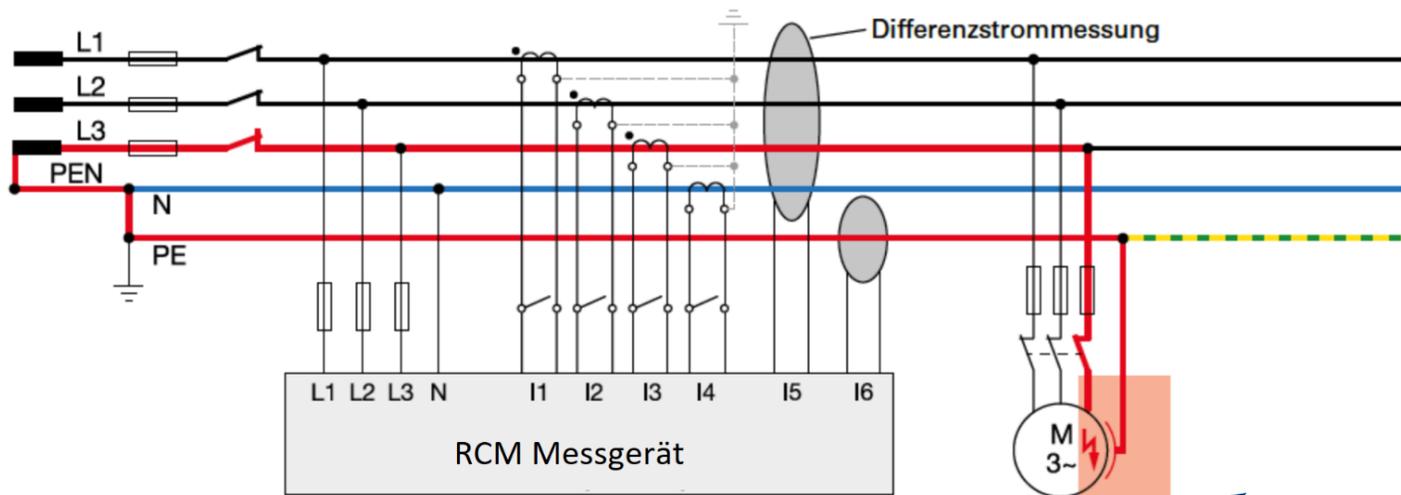
Vor strafrechtlichem Hintergrund sind bei Pflichtverletzung nach § 14 des Strafgesetzbuches (StGB) auch Vertreter und Beauftragte (Elektrofachkräfte/ VEFK) betroffen.

Was ist ein Managementsystem nach VDE 0105/ IEC 60364-6?



Wie funktioniert RCM Monitoring?

Anwendung der Kirchhoff'schen Knotenregel (Strom)



Isolationsfehler mit Erdschluss

DGUV V3 permanente Wiederholungsprüfung und Verzicht auf Abschaltung

Überwachung und Auswertung des Differenzstromes (RCM) und PE Drahtbruch nach DGUV V3
(mehr Rechtssicherheit, keine Gefahr für Anlagen und Betreiber):

- Erhöhter Personen- und Anlagenschutz
- Keine Abschaltung der elektrischen Anlage bei der Isolationsmessung dank permanenter Differenzstrommessung und rechtssicherer Berichtserstellung (rechtssichere Reports)
- Maximale Anlagenverfügbarkeit durch permanentes Anlagen-Monitoring, bei RCM DC Messung -> Vorhersage von Ausfall von Netzteilen möglich
- Reduzierung der Betriebskosten
- Maximierung der ganzheitlichen EMV dank Minimierung von Störungen der Daten- und Steuerungsleitungen (Verbesserung des Brandschutzes)

DGUV V3 permanente Wiederholungsprüfung und Verzicht auf Abschaltung

Was fordert die Berufsgenossenschaft (BG)?

- Es gilt das Arbeitsschutzgesetz (ArbSchG)
- Festlegung Anlagenverantwortlichen und Verantwortliche Elektrofachkraft (VEFK): Personalunion von VEFK und Anlagenverantwortlichen?
- Anwendung der aktuellen Normen: VDE 100-600 und VDE 0105-100 (Gefährdungs-beurteilung)
- Gefährdungsbeurteilung der Anlage
 - Ergebnis der Gefährdungsbeurteilung
 - Festgelegte Maßnahmen
 - Ergebnis der Überprüfung §3 der DGUV Vorschrift 1 “Grundsätze der Prävention“
- Organisatorische Implementierung einer Prozesskette zur Behandlung der Incidents bei Grenzwertüberschreitung (RCM-Messwerte und PE-Drahtbruch)
- Rechtssicheres Reporting/ Kalibrierung der Messgeräte



Was fordert die Berufsgenossenschaft (BG)?

Die im Folgenden aufgeführten Begriffe sind entnommen aus:

- Unfallverhütungsvorschrift „Elektrische Anlagen und Betriebsmittel“ (DGUV V3)
- Normenreihe DIN VDE 0100
- Normenreihe DIN VDE 0101
- DIN VDE 0105 -100 „Betrieb von elektrischen Anlagen“

Als **Elektrofachkraft** gilt, wer aufgrund seiner fachlichen Ausbildung, Kenntnisse und Erfahrungen sowie Kenntnis der einschlägigen Bestimmungen die ihm übertragenen Arbeiten beurteilen und mögliche Gefahren erkennen kann

Anlagenverantwortlicher: eine Person, die beauftragt ist, während der Durchführung von Arbeiten die unmittelbare Verantwortung für den sicheren Betrieb der elektrischen Anlage zu tragen

Eine **verantwortliche Elektrofachkraft** ist nach Kapitel 3.1 der DIN VDE 1000-10 eine Elektrofachkraft, die Fach- und Aufsichtsverantwortung übernimmt und vom Unternehmer dafür beauftragt ist.

In dieser grundsätzlichen Ausgestaltung gibt es außer der Forderung „Elektrofachkraft“ zu sein keine darüber hinausgehenden fachlichen Anforderungen an die Qualifikation der verantwortlichen Elektrofachkraft. Eine VEFK ist in allen Fragen, welche die Einhaltung der elektrotechnischen Sicherheitsfestlegungen betreffen, **weisungsfrei**.

Was fordert die Berufsgenossenschaft (BG)?

Elektrofachkräfte für festgelegte Tätigkeiten dürfen gleichartige, sich wiederholende Arbeiten an Betriebsmitteln, die vom Unternehmer in einer Arbeitsanweisung beschrieben sind, in eigener Fachverantwortung ausführen. Für diese festgelegten Tätigkeiten muss eine entsprechende Ausbildung in Theorie und Praxis nachgewiesen werden.

Als **elektrotechnisch unterwiesene Person** gilt, wer durch eine Elektrofachkraft über die ihr übertragenen Aufgaben und die möglichen Gefahren bei unsachgemäßem Verhalten unterrichtet und erforderlichenfalls angeleitet sowie über die notwendigen Schutzeinrichtungen und Schutzmaßnahmen belehrt wurde.

Als **Laie** gilt, wer weder als Elektrofachkraft noch als elektrotechnisch unterwiesene Person qualifiziert ist.

Personen in der Elektrotechnik
In dem Berufsgenossenschaftlichen Grundsatz
DGUV Grundsatz 303-001 (BGG -944) ist eine Ausbildungszeit von mindestens
80 Stunden
gefordert, um die notwendigen Kenntnisse und Erfahrungen zu vermitteln

Organisation, Personal, Kommunikation

Anlagenbetreiber:

Person mit der Gesamtverantwortung für den sicheren Betrieb der elektrischen Anlage, die Regeln und Rahmenbedingungen der Organisation vorgibt

Anlagenbetreiber hat „Organisationsverantwortung“

Organisation:

Anlagenverantwortlicher: eine Person, die beauftragt ist, während der Durchführung von elektrotechnischen Arbeiten die unmittelbare Verantwortung für den Betrieb der elektrischen Anlage bzw. der Anlagenteile zu tragen, die zur Arbeitsstelle gehören.

Der Anlagenverantwortliche (OC) hat die möglichen Auswirkungen der Arbeiten auf die elektrische Anlage oder die Teile davon, die in seiner Verantwortung stehen sowie die Auswirkungen der elektrischen Anlage auf die Arbeitsstelle und die Arbeitenden Personen (W), zu beurteilen. Erforderlichenfalls können einige mit dieser Verantwortung einhergehende Verpflichtungen auf andere Personen übertragen werden



Übertragung der Unternehmerpflichten

§9 des Gesetzes über Ordnungswidrigkeiten handelt jemand:

- als vertretungsberechtigtes Organ einer juristischen Person oder als Mitglied eines solchen Organs,
- als vertretungsberechtigter Gesellschafter einer rechtsfähigen Personengesellschaft oder
- als gesetzlicher Vertreter eines anderen

§13 Absatz 2 Arbeitsschutzgesetz (ArbSchG):

- „Der Arbeitgeber kann zuverlässige und fachkundige Personen schriftlich damit beauftragen, ihm obliegende Aufgaben nach diesem Gesetz in eigener Verantwortung wahrzunehmen.“

§13 der UVV „Grundsätze der Prävention“ (DGUV Vorschrift 1):

- Der Arbeitgeber kann zuverlässige und fachkundige Personen schriftlich damit beauftragen, ihm obliegende Aufgaben nach diesem Gesetz in eigener Verantwortung wahrzunehmen.



Rechtliche Bewertung von Normen und Schutzzielen

Schutzziele zu erfüllen bedeutet:

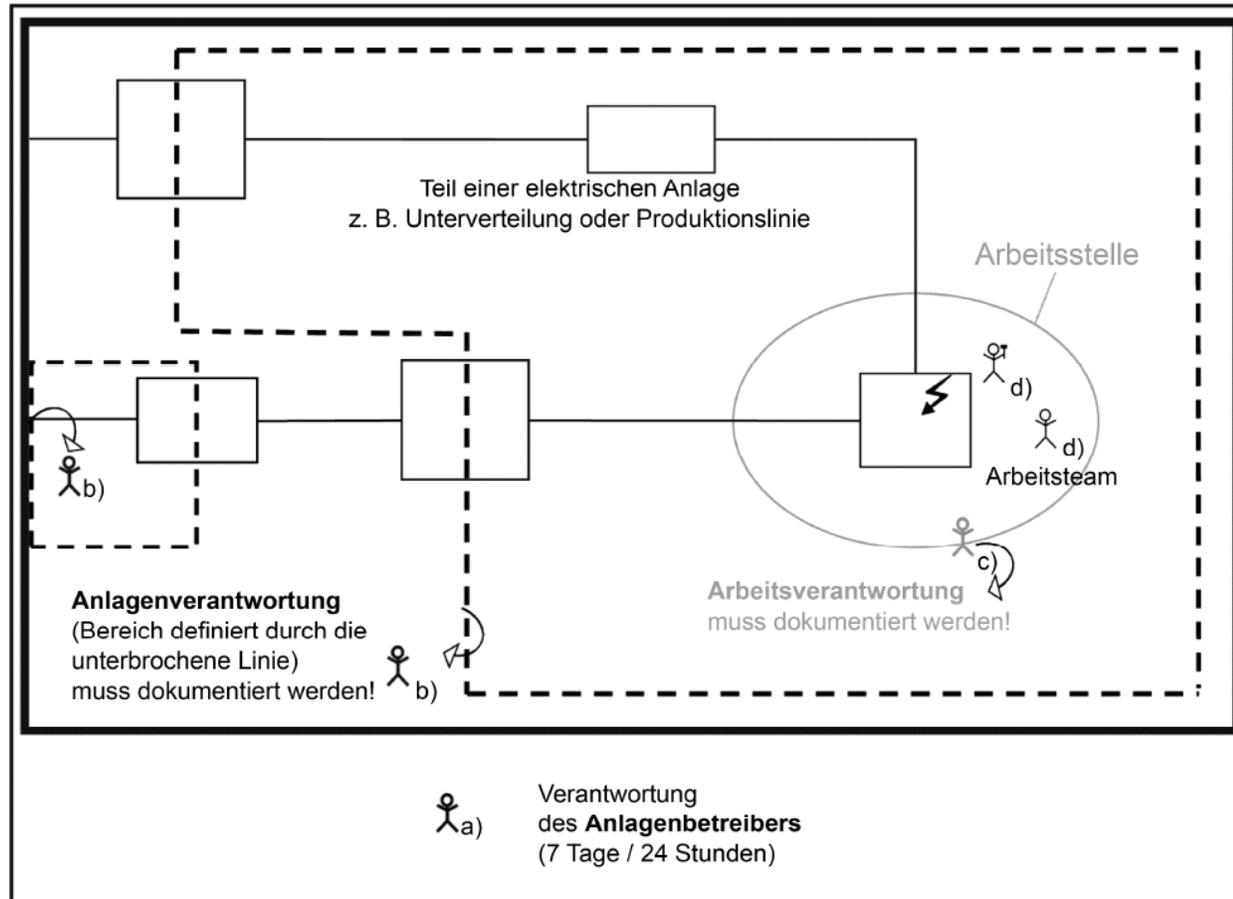
- ... erforderliche Maßnahmen
- ... unter Berücksichtigung der Umstände
- ... Gefährdungen ... möglichst vermeiden
- ... Stand der Technik anzuwenden
- ... sachgerecht verknüpfen

Basis => immer eine Gefährdungsanalyse erstellen

Tätigkeitsbezogene Gefährdungsbeurteilung

- Vor jedem Bedienungsvorgang und jeder Arbeit an einer elektrischen Anlage muss eine Bewertung der elektrischen Risiken vorgenommen werden.
- Durch diese Bewertung ist festzulegen, wie der Bedienungsvorgang oder die Arbeit ausgeführt werden muss und welche Sicherheitsmaßnahmen und Vorkehrungen anzuwenden sind, um die Sicherheit zu gewährleisten.

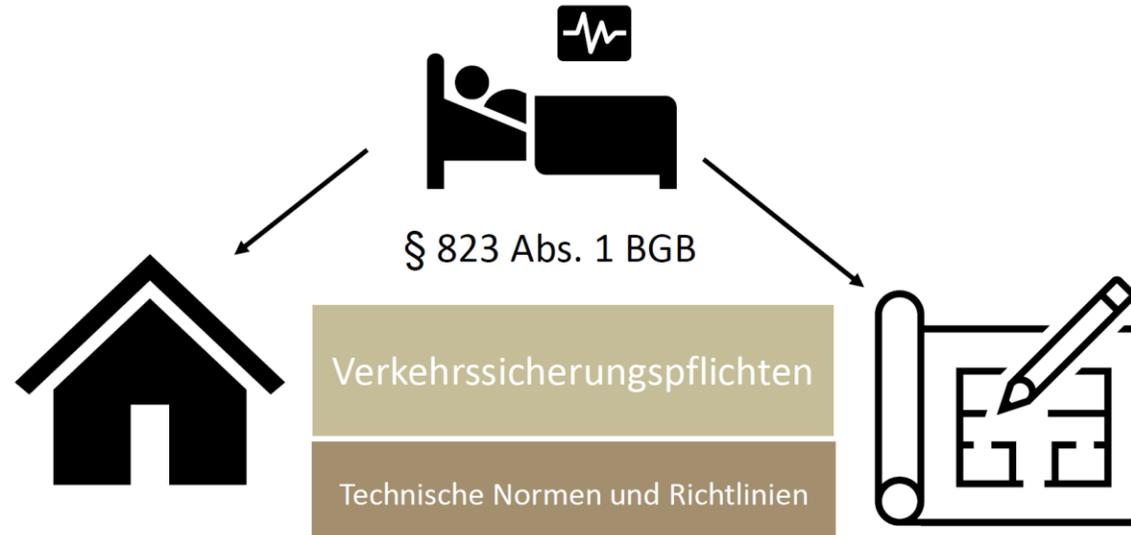
Anwendungsbeispiel für Rollen in der Wahrnehmung der Verantwortung gemäß VDE 0105-2024-11



Legende

- a) Anlagenbetreiber (*IM*)
- b) Anlagenverantwortlicher (*OC*)
- c) Arbeitsverantwortlicher (*WC*)
- d) Arbeitende Person (*W*) (Mitglied im Arbeitsteam)

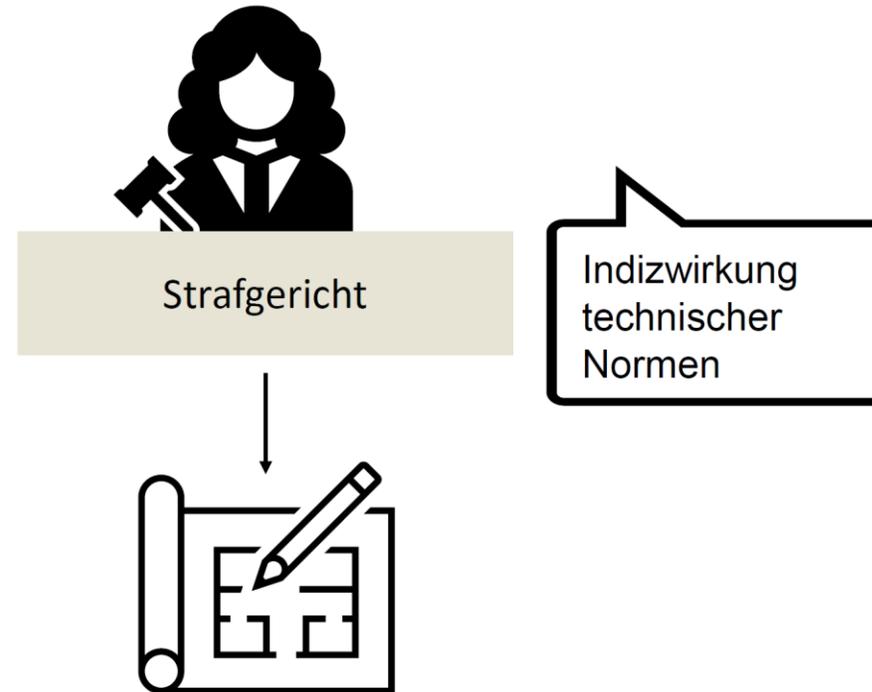
Rechtsfolgen: Technische Normen konkretisieren Verkehrssicherungspflichten



§823 BGB: Schadensersatzpflicht

(1) Wer vorsätzlich oder fahrlässig das Leben, den Körper, die Gesundheit, die Freiheit, das Eigentum oder ein sonstiges Recht eines anderen widerrechtlich verletzt, ist dem anderen zum Ersatz des daraus entstehenden Schadens verpflichtet.

Strafgerichtsbarkeit: Amtsermittlung und Tatnachweis



Rechtsfolgen

Quelle: Berufsgenossenschaft

Ordnungswidrigkeit	Straftat	Unternehmer-Regress
§209 SGB VII Zuwiderhandlung gegen UVV	§230 StGB Körperverletzung §222 StGB Tötung eines Menschen	§110 SGB VII Herbeiführen eines Arbeitsunfalls
Vorsatz, Fahrlässigkeit	Vorsatz, Fahrlässigkeit	Vorsatz, grobe Fahrlässigkeit
bis 10.000EUR	Geld- oder Freiheitsstrafe bis 3 Jahre bei Körperverletzung; bis 5 Jahre bei Tötung	Aufwendungen der Berufsgenossenschaft
Berufsgenossenschaft	Strafrecht Staatsanwaltschaft	Berufsgenossenschaft

Ordnungswidrig im Sinne des § 209 Abs. 1 Nr. 1 Siebtes Buch Sozialgesetzbuch (SGB VII) handelt, wer vorsätzlich oder fahrlässig den Vorschriften der.....

Nach dem Gesetz über Ordnungswidrigkeiten (OWiG) haftet nach § 130 der Inhaber bei Unterlassung von Aufsichtsmaßnahmen in Bezug auf Pflichten, deren Verletzung mit Strafe oder Geldbuße belegt ist. Allein die Aufsichtspflichtverletzung kann dabei mit einem Bußgeld von bis zu einer Million Euro belegt werden.

Vor strafrechtlichem Hintergrund sind bei Pflichtverletzung nach § 14 des Strafgesetzbuches (StGB) auch Vertreter und Beauftragte (Elektrofachkräfte/ VEFK) betroffen.

DGUV V3 permanente Wiederholungsprüfung und Verzicht auf Abschaltung

Anforderungen an das rechtsicheres Reporting vom Managementsystem

- Die Real-time Messdaten (Daten) müssen revisionssicher gespeichert und archiviert werden
- Das nachträgliche Ändern der Daten muss verhindert werden
- Die Daten müssen vollständig, unverändert, fälschungssicher und recherchierbar vorliegen
- Die Daten müssen mindestens 6 Jahre* gespeichert werden

Mit dem unveränderlichen Speicher können Benutzer sensible Informationen, die für Beweissicherungsverfahren, strafrechtliche Untersuchungen usw. wichtig sind, für den gewünschten Zeitraum in einem vor Manipulationen geschützten Zustand speichern.

(*) = Abgabenordnung (AO), § 147 Ordnungsvorschriften für die Aufbewahrung von Unterlagen (EDV)

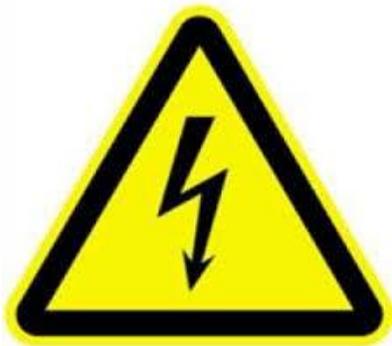


Keine Elektrofachkraft vor Ort: zusätzliche Maßnahmen speziell bei Dark Site Datacenter

Signalisierung an der Verteilung im Rechenzentrum, dass ein RCM Fehler aufgetreten ist

- Akustische Warnung mit Quittierung
- Licht Signalisierung mit Quittierung

⇒ **RCM Warnmelder gemäß den Anforderungen der VDE 0100-410: 2018-10 Errichten von Niederspannungsanlagen: Schutz gegen elektrischen Schlag**



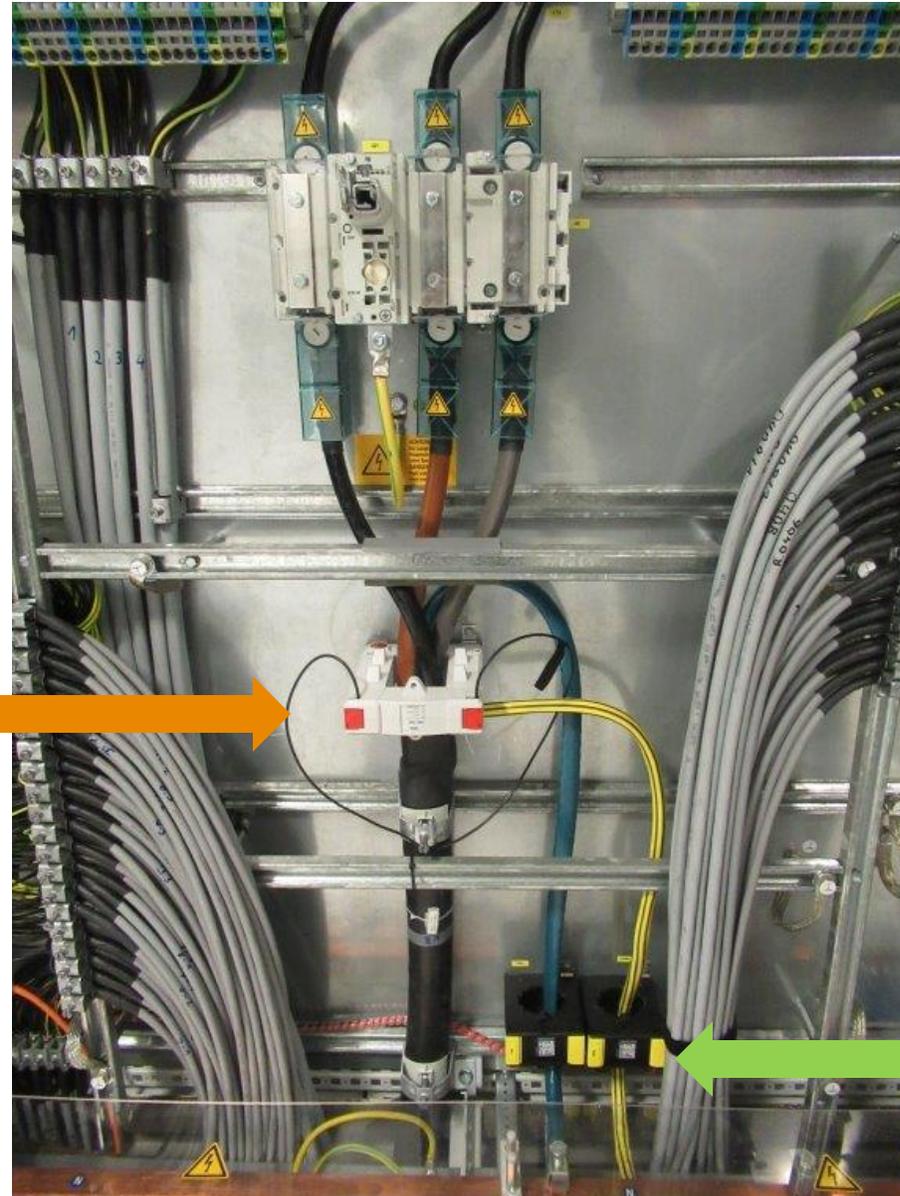
Achtung: RCM Fehlerstromüberwachung ist aktiv

Bei Alarm:

- Gefährdete Personen warnen
- Von leitenden Gegenständen fernhalten
- Raum sofort verlassen
- RZ Beauftragten informieren
- Elektrofachkraft hinzuziehen

RCM Installation in der Verteilung

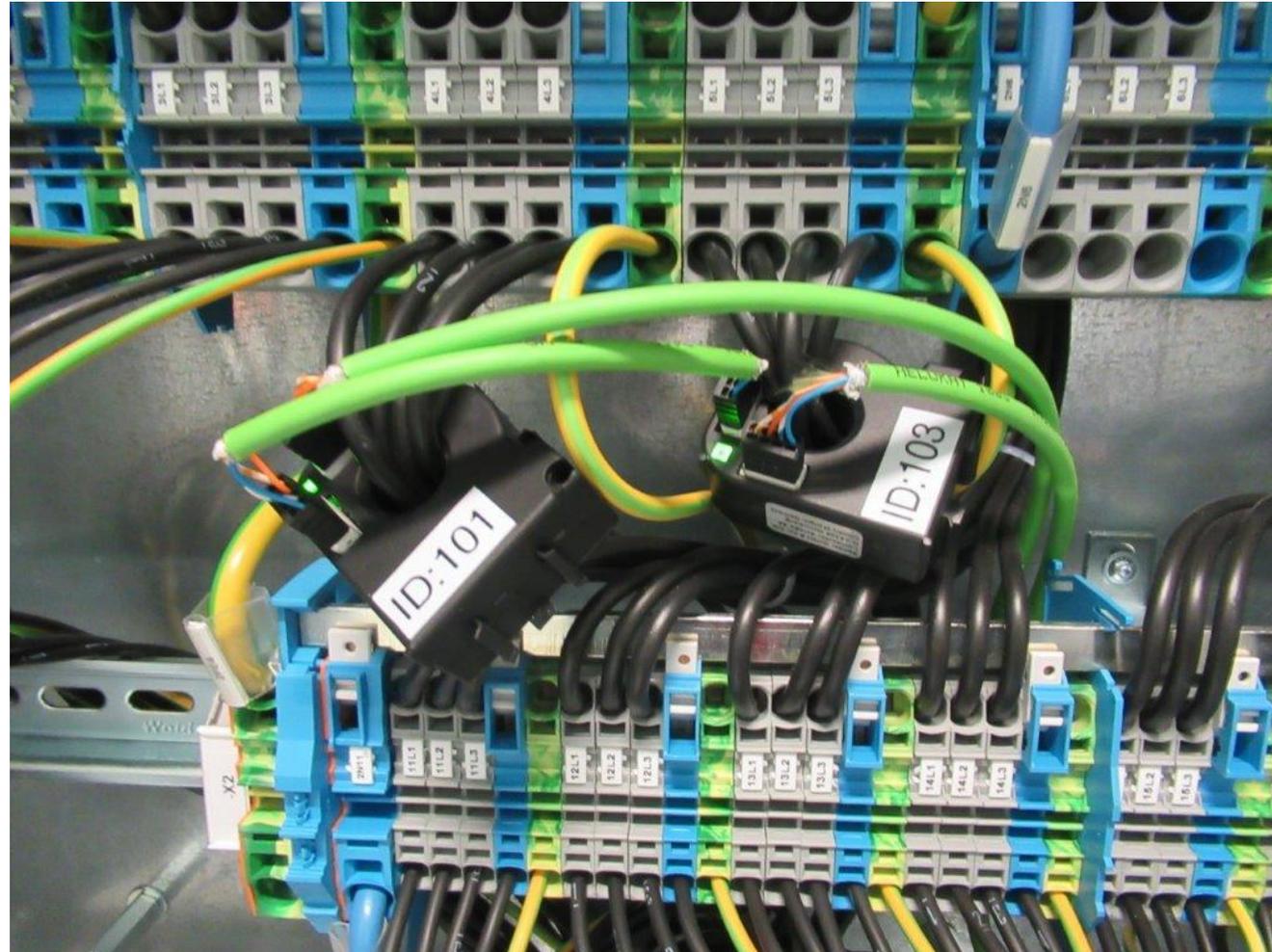
Differenzstromwandler



PE-Wandler
Überprüfung TN-S Netz

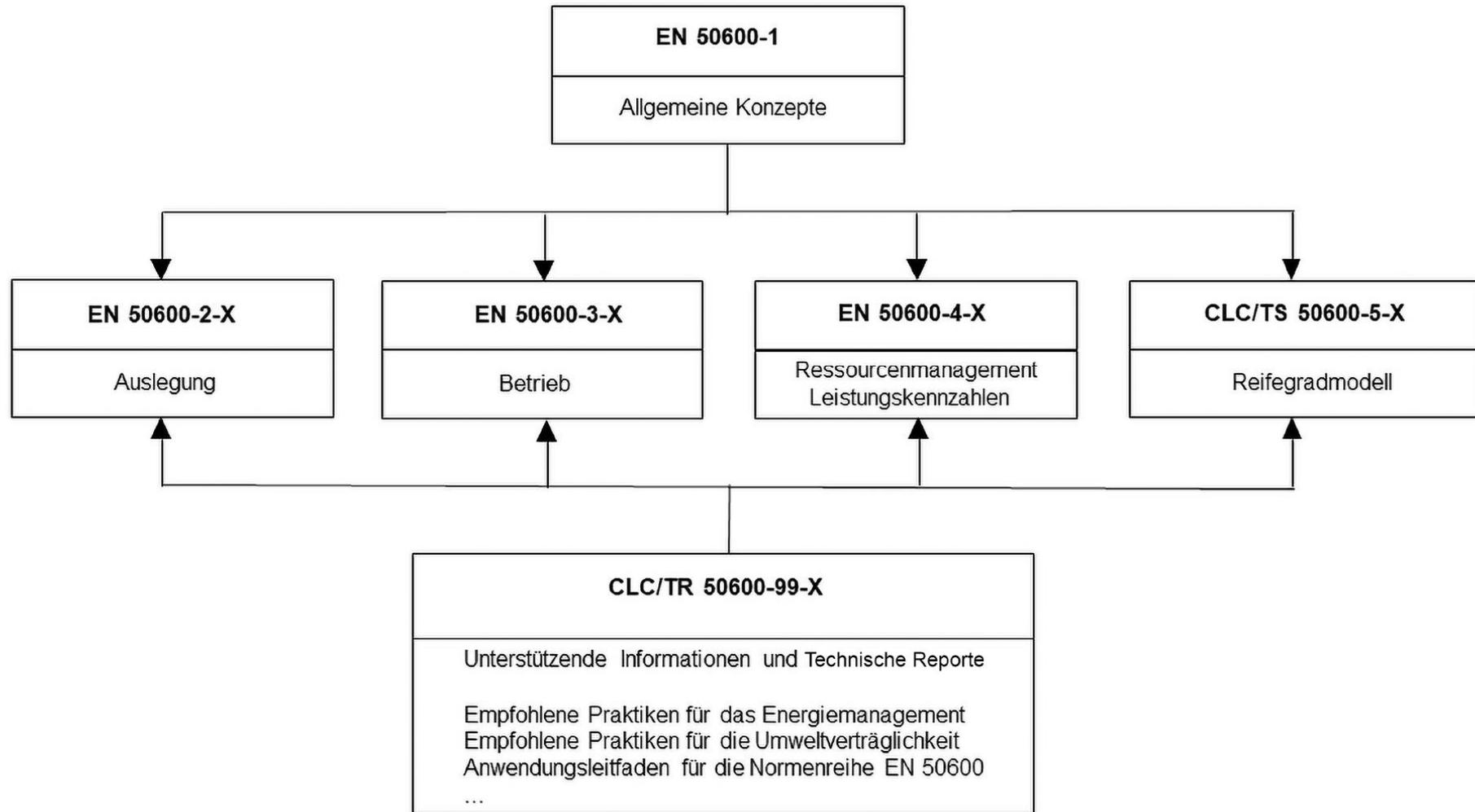


RCMB Differenzstrommess-System für die Rack-Steckdosenleiste



Anwendung von CLC/TR 50600-99-1 Energiemanagement – Energieeffizienzerhöhung

Zusammenhang zwischen den Dokumenten der Normenreihe EN 50600



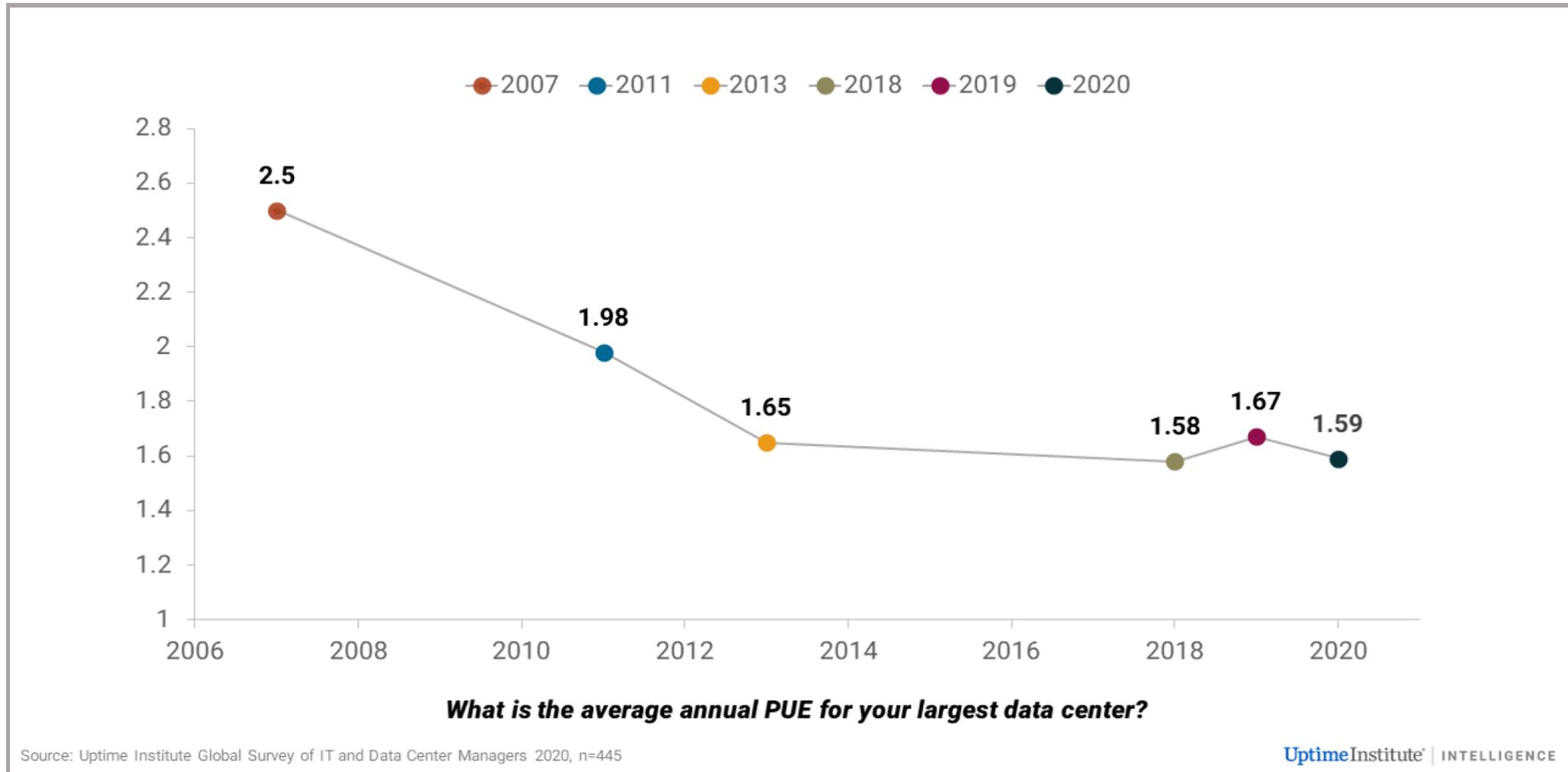
Was deckt die DIN CLC/TR 50600-99-1 alles ab

Es werden die folgenden Bereiche angesprochen

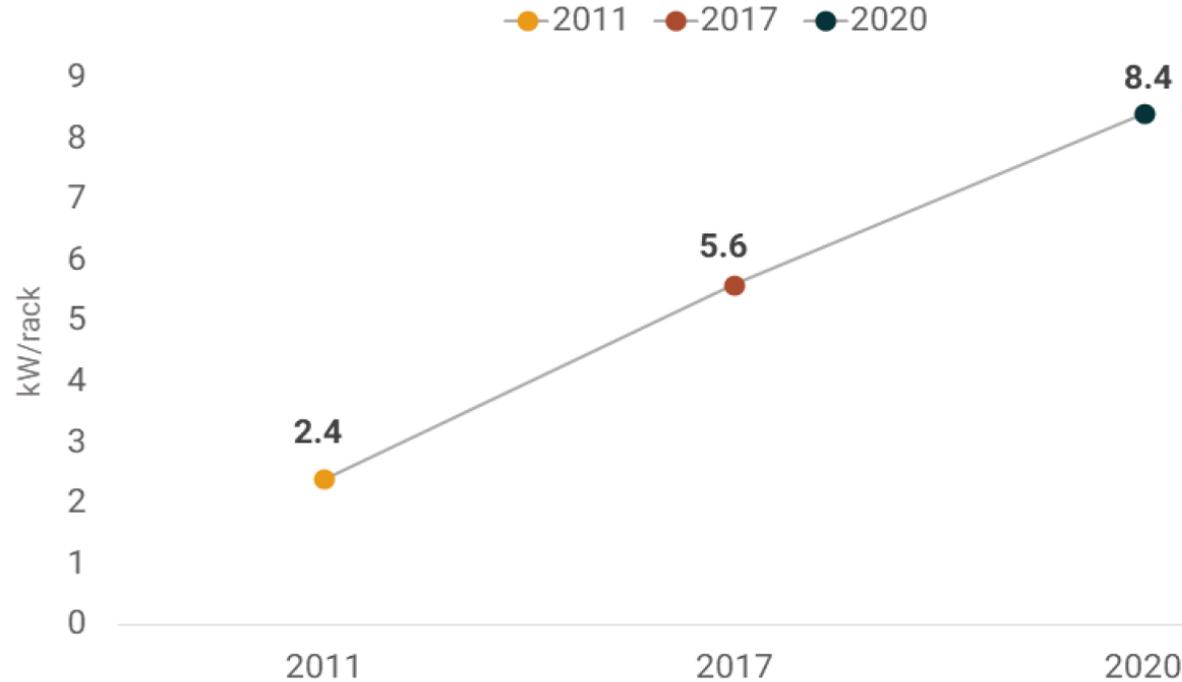
- physisches Gebäude;
- mechanische und elektrische Einrichtungen;
- Rechnerraum;
- Schränke/Gestelle;
- IuK-Einrichtungen;
- Betriebssysteme;
- Virtualisierung;
- Software;
- Geschäftspraktiken



Uptime Institute: PUE Entwicklung



Uptime Institute: Rack Sizing



What is the overall average server rack density (kW/rack) deployed in your organization's data center(s)? Choose one.*

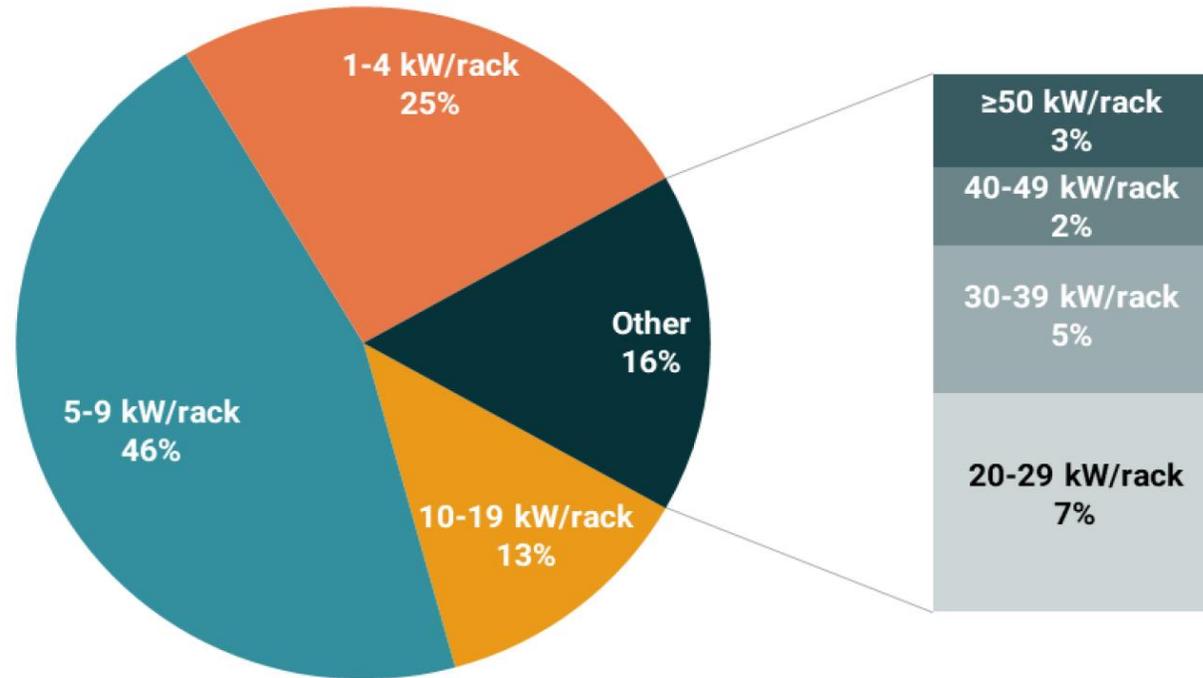
**Some normalization has been applied for comparison purposes.*

Source: Uptime Institute member research 2011 (n=59) and Uptime Institute Global Survey of IT and Data Center Managers 2017 (n=570) and 2020 (n=422)

UptimeInstitute® | INTELLIGENCE



Uptime Institute: Rack Sizing



What is the MOST COMMON (modal average) server rack density deployed in your organization's data center(s)?

Choose one.*

**All figures rounded*

Source: Uptime Institute Global Survey of IT and Data Center Managers 2020, n=422

UptimeInstitute | INTELLIGENCE

Figure 7. Low rack densities (below 10 kW/rack) remain most common



Uptime Institute: Rack Sizing

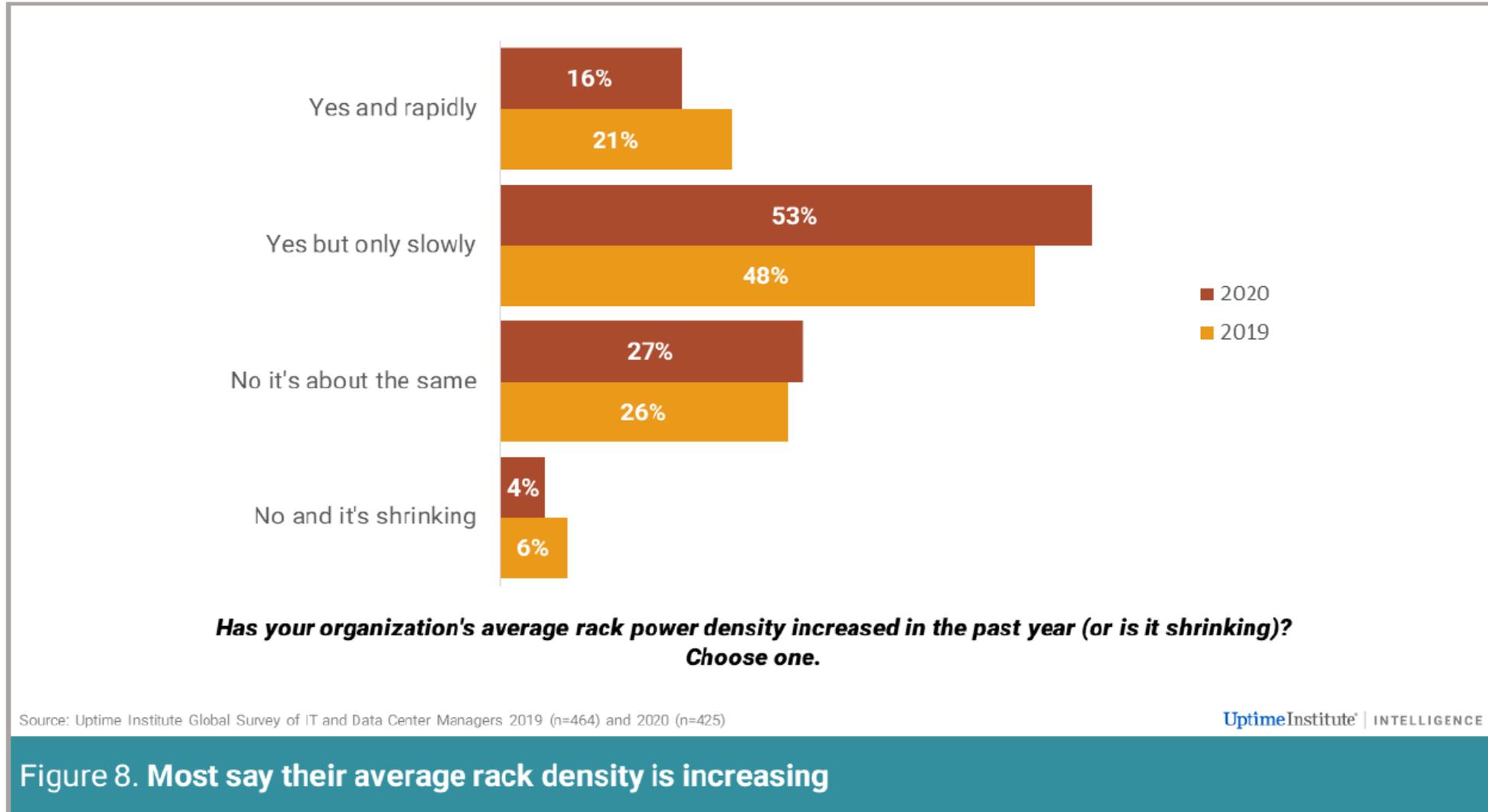
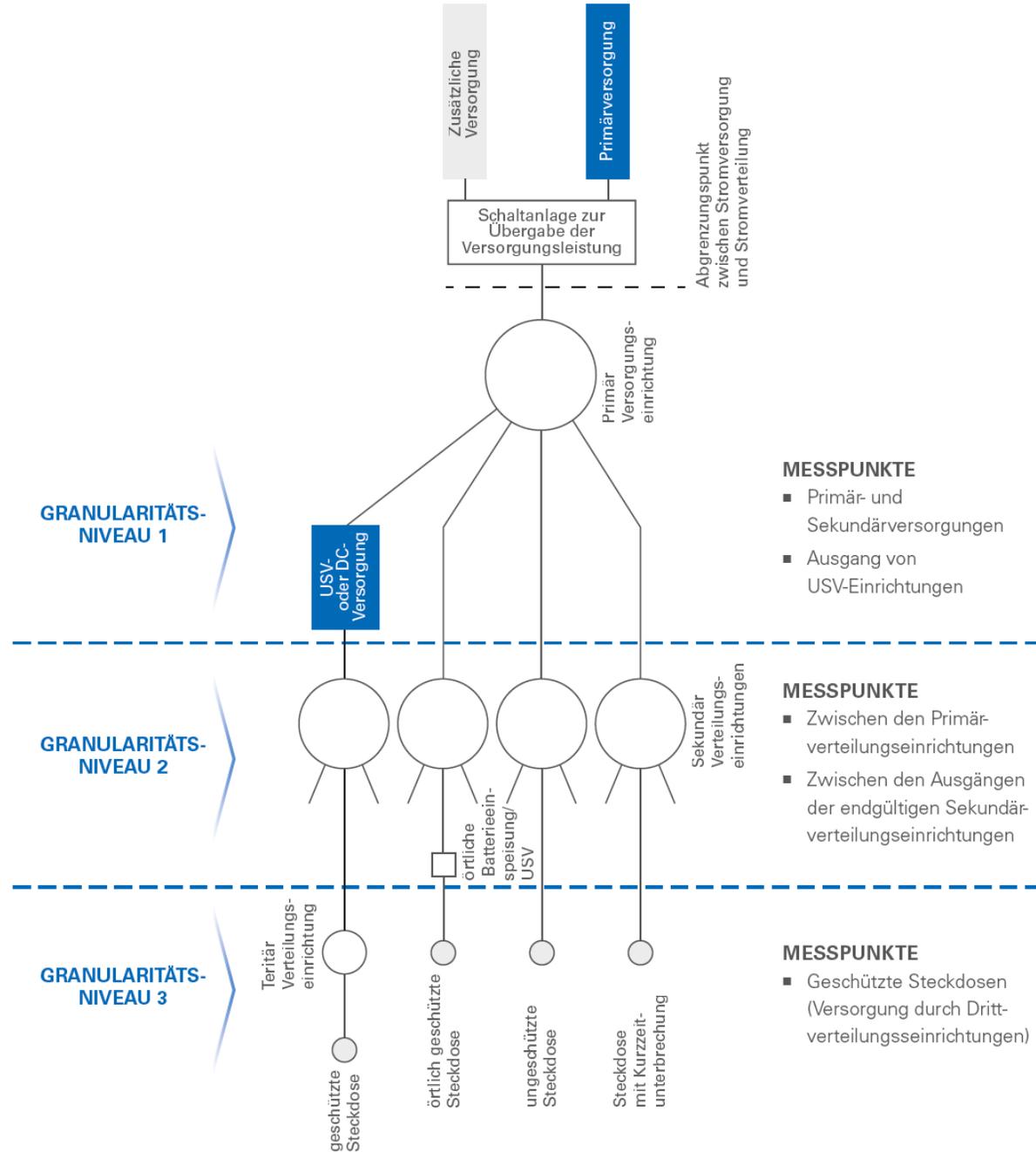


Figure 8. Most say their average rack density is increasing

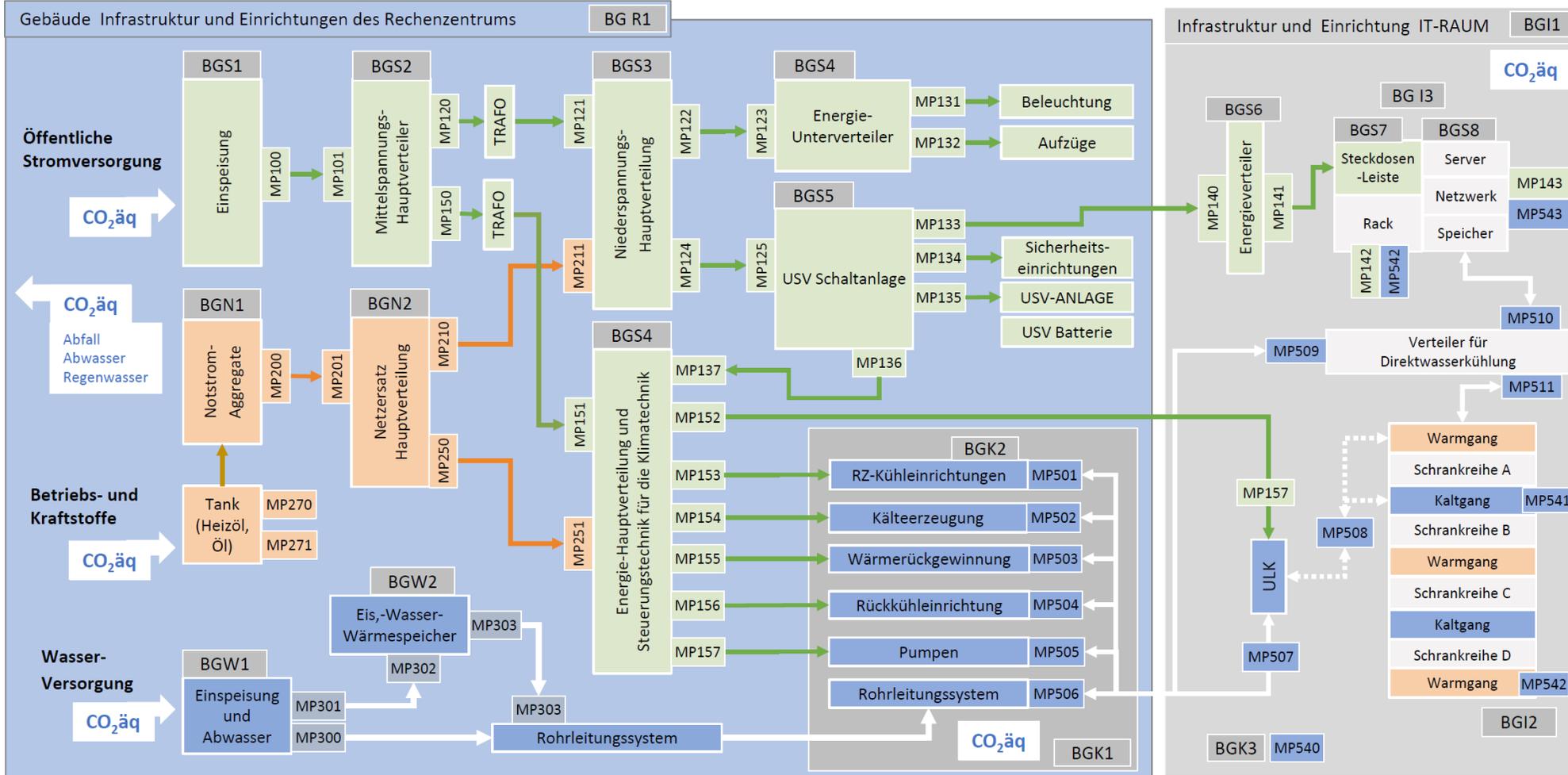


Messkonzept gemäß EN 50600



Messkonzept

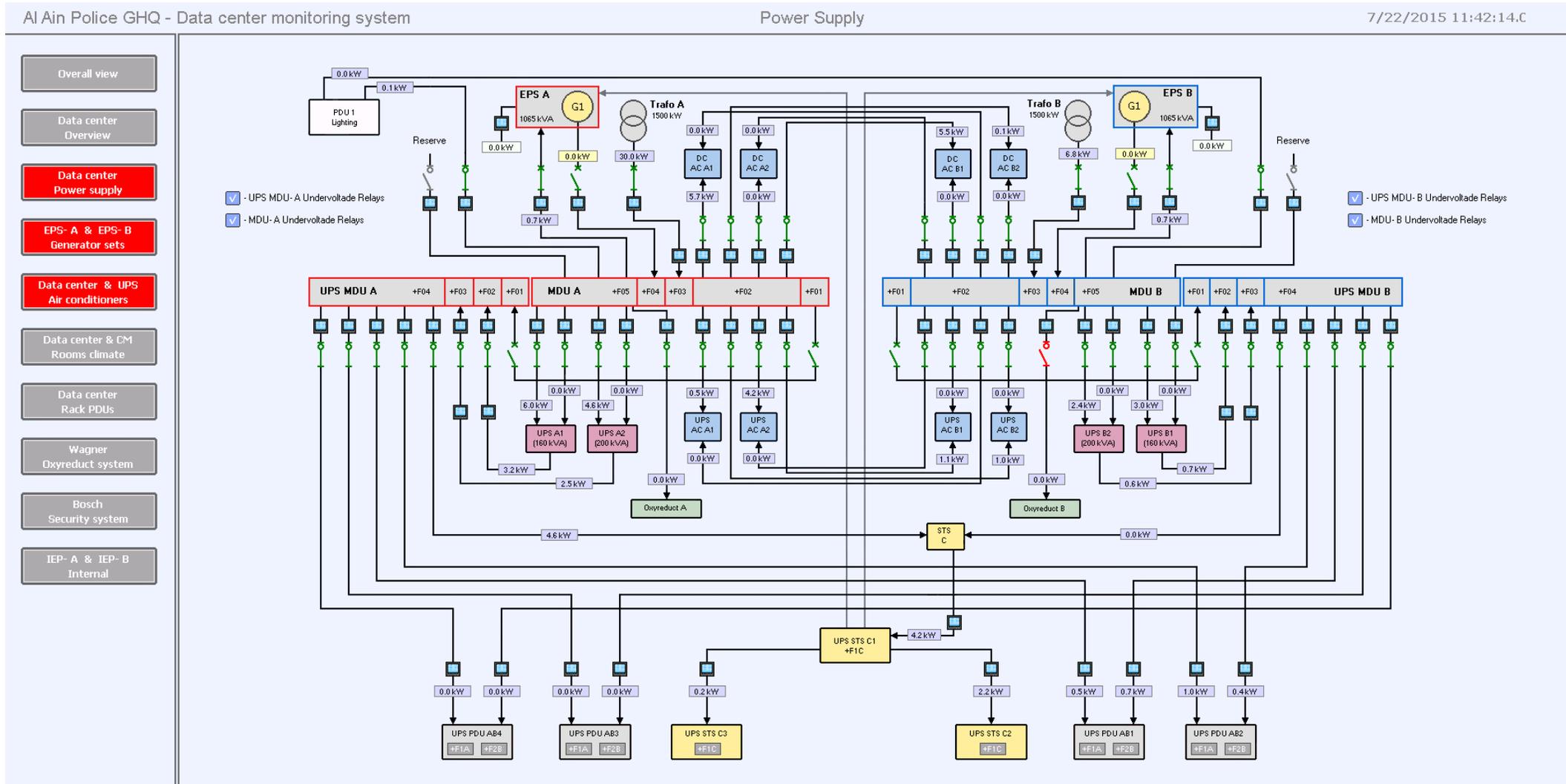
VISION INNOVATION RECHENZENTRUM



BGx = Berichtsgruppe MPx = Messpunkt(e)



Aufzeichnen der Messdaten



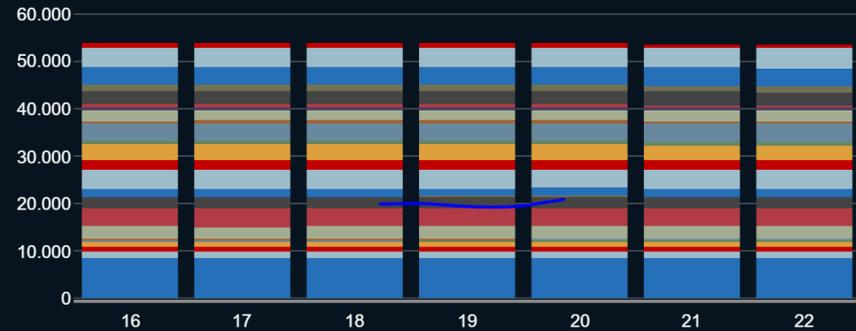
CPI Reporting Services: Datenmassen bändigen => Smart Data

01-Dash last 7 days

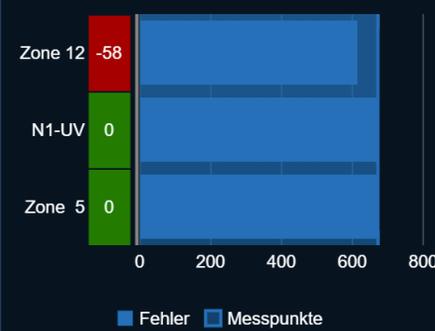
Kosten

52.594 €

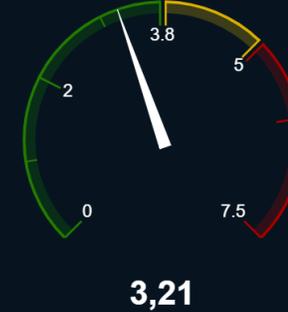
Energieverbrauch kWh



RCM Fehler



THD U max



Kostenverteilung

location 0.15810353218555917	Zone 3b 0.004708603806341658	Zone 9a 0.05177969536002678
uite 0.026429240509370587	Zone 3c 0.031249814319774333	Zone 9b 0.024527540533921696
-UV 0.018468670838398402	Zone 4a 0.07344782075940137	Zone 10 0.07049886162988771
-UV 0.01803064912048543	Zone 4b 0.036792792436899785	Zone 11 0.07638491458620592
o 0.0029754732265455043	Zone 5 0.06170541937168197	Zone 12 0.01645569489436486
1 0.005690860690588126	Zone 6a 0.013004993760554197	
o2 0.002809851458361785	Zone 6b 0.07325403384653764	
ne 1 0.04923413091887798	Zone 7a 0.007235792654596906	
ne 2a	Zone 7b 0.04201538463901144	
ne 2b 0.07376615805487023	Zone 8a 0.014044907861037221	
ne 2c 0.03976777015401103	Zone 8d 0.007617392382688322	

maximale Temperatur alle Zonen



Monitoring elektrischer Energie: DIN CLC/TR 50600-99-1

Neubau oder Renovierung von Rechenzentren (ein jedes Rechenzentrum, das seit/nach 2015 neu gebaut wurde/wird oder dessen mechanische und elektrische Einrichtungen seit/nach 2015 einer umfassenden Überholung unterzogen wurden/werden)

Tabelle 14

Index	Aufgabe	Beschreibung	Jahr
7.2.4.1	PUE-Wert	Sicherstellen, dass die Kennzahl zur eingesetzten Energie (PUE) des Rechenzentrums je nach dem Zeitpunkt von dessen Inbetriebnahme die folgenden Werte nicht überschreitet: Vor 2015: $PUE \leq 1,6$ Zwischen 2015 und 2018: $PUE \leq 1,5$ Ab 2019: $PUE \leq 1,3$	Entscheidung ausstehend
7.2.4.2	CER-Wert	Sicherstellen, dass die Effizienz der Kühlung (CER) des Rechenzentrums je nach dem Zeitpunkt von dessen Inbetriebnahme oberhalb der folgenden Werte liegt: Vor 2015: $CER \geq 5$ Zwischen 2015 und 2018 : $CER \geq 7$ Vor 2019: $CER \geq 8$	Entscheidung ausstehend
7.2.4.3	Neue USV	Sicherstellen, dass neue USV mindestens die folgenden Anforderungen an die Effizienz erfüllen: – 92 % bei 100 % Nennleistung – 95 % bei 75 % Nennleistung – 95 % bei 50 % Nennleistung – 90 % bei 25 % Nennleistung	Entscheidung ausstehend
7.2.4.4	Neue Energieverteiler-einheiten in Gestellen/Schränken	Sicherstellen, dass der Leistungsverlust neuer intelligenter in Gestelle/Schränke integrierter Energieverteiler-einheiten (Steckleisten) im eingebauten Zustand 0,5 W je Steckdose nicht überschreitet.	Entscheidung ausstehend



Energieeffizienzgesetz

17. November 2023

Energieeffiziente Rechenzentren



Energieeffizienz Gesetz

Leitfaden zu den Datenpunkten im Rechenzentrumsregister



DIN CLC/TR 50600-99-1: 2021

Empfohlene Praktiken für das Energiemanagement am Beispiel Umluftkühlgeräte/Air Movement

Verbesserung vom PUE um ca. 10% bei CW-Systemen

Normen im Rechenzentrum

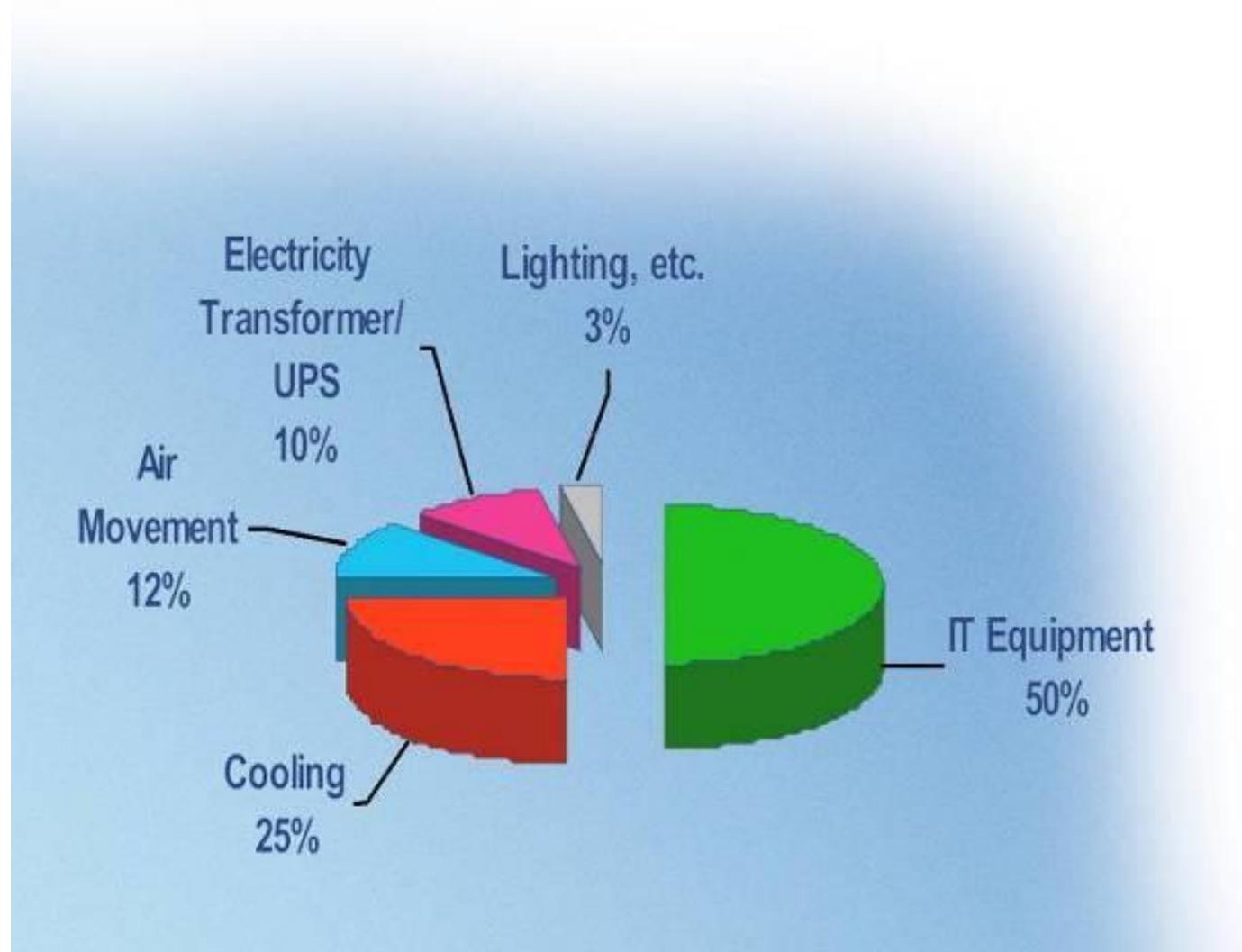
EN CLC/TR 50600-99-1: Empfohlene Praktiken für das Energiemanagement/ Energieeffizienzerhöhung

	DIN CLC/TR 50600-99-1 (VDE 0801-600-99-1)	DIN
	Dies ist zugleich eine VDE-Leitlinie im Sinne von VDE 0022. Sie ist unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	
Vervielfältigung – auch für innerbetriebliche Zwecke – nicht gestattet.		
ICS 27.015; 35.020; 35.110; 35.160		Ersatz für DIN CLC/TR 50600-99-1 (VDE 0801-600-99-1):2021-02
<p>Informationstechnik – Einrichtungen und Infrastrukturen von Rechenzentren – Teil 99-1: Empfohlene Praktiken für das Energiemanagement; Deutsche Fassung CLC/TR 50600-99-1:2021</p> <p>Information technology – Data centre facilities and infrastructures – Part 99-1: Recommended practices for energy management; German version CLC/TR 50600-99-1:2021</p> <p>Technologies de l'information – Installation et infrastructures des centres de traitement de données – Partie 99-1: Pratiques recommandées relatives à la gestion énergétique; Version allemande CLC/TR 50600-99-1:2021</p> <p>Das vorliegende Dokument wurde nach den Verfahrensregeln einer VDE-Leitlinie erstellt und ist die Übernahme eines Technischen Reports des CENELEC (CLC/TR).</p>		
Gesamtumfang 82 Seiten		
DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE		

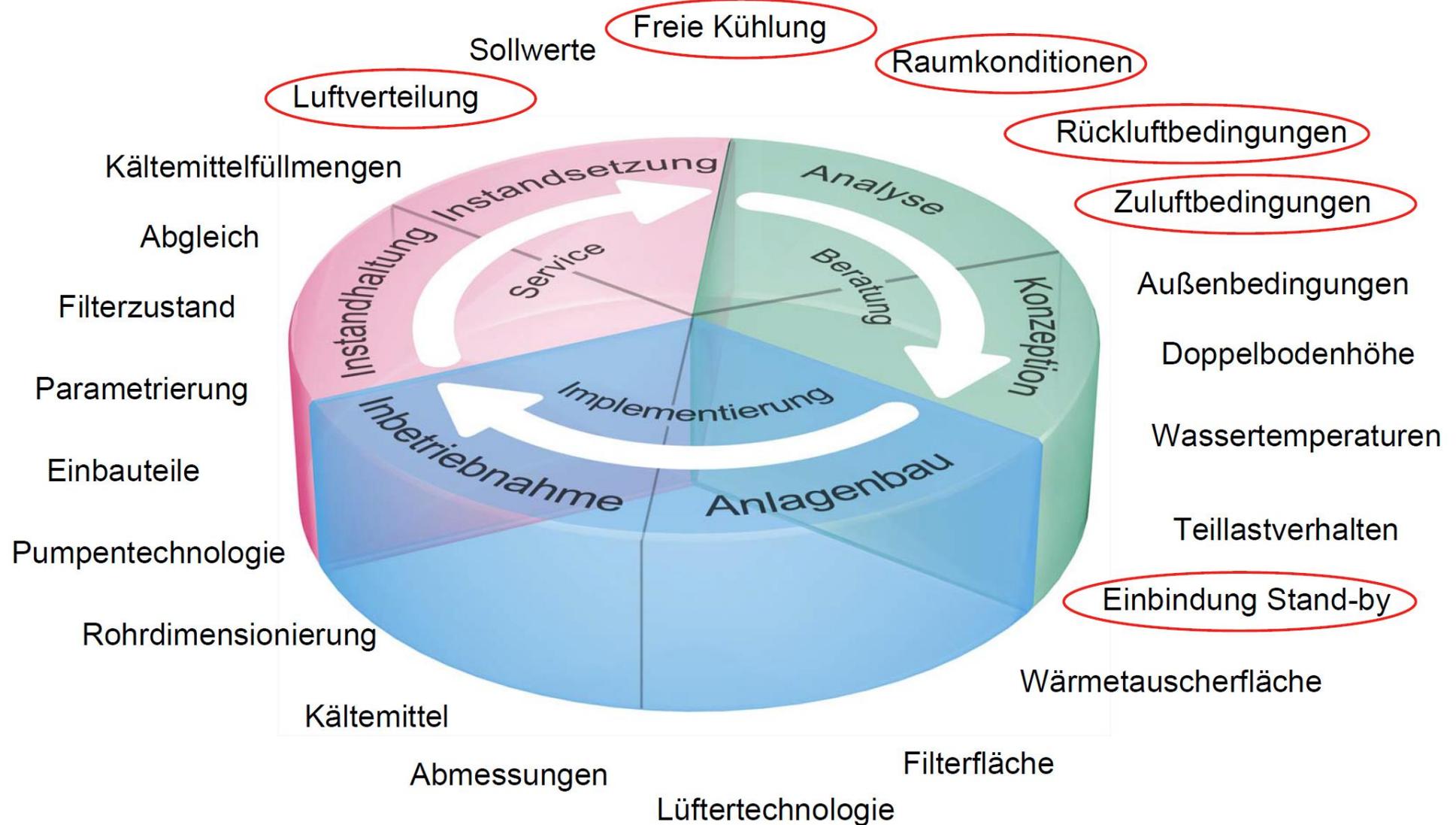
© VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. und DIN Deutsches Institut für Normung e. V. sind Inhaber aller ausschließlichen Rechte für Deutschland – alle Rechte der Verwertung, gleich in welcher Form und welchem Verfahren, sind in Deutschland VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. und DIN e. V. vorbehalten. Für andere Länder halten VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. und DIN e. V. alle einfachen Rechte der Verwertung.
Einzelverkauf und Abonnements durch VDE VERLAG GMBH, 10625 Berlin
Einzelverkauf auch durch Beuth Verlag GmbH, 10772 Berlin



Heutiger Energieverbrauch in einem konventionellen Rechenzentrum

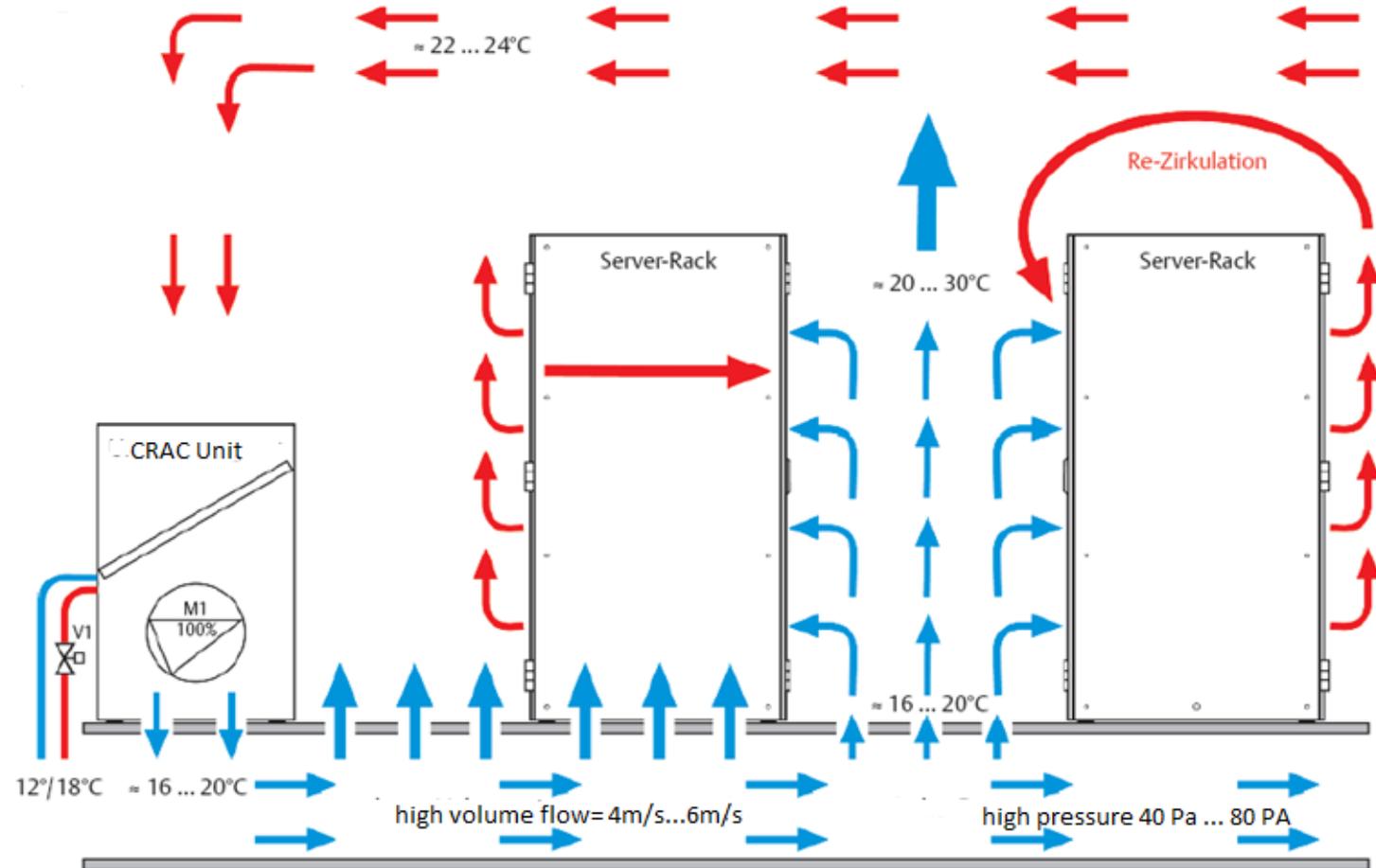


Einflüsse der Klimatechnik auf den PUE oder: Wo liegen die Potentiale!

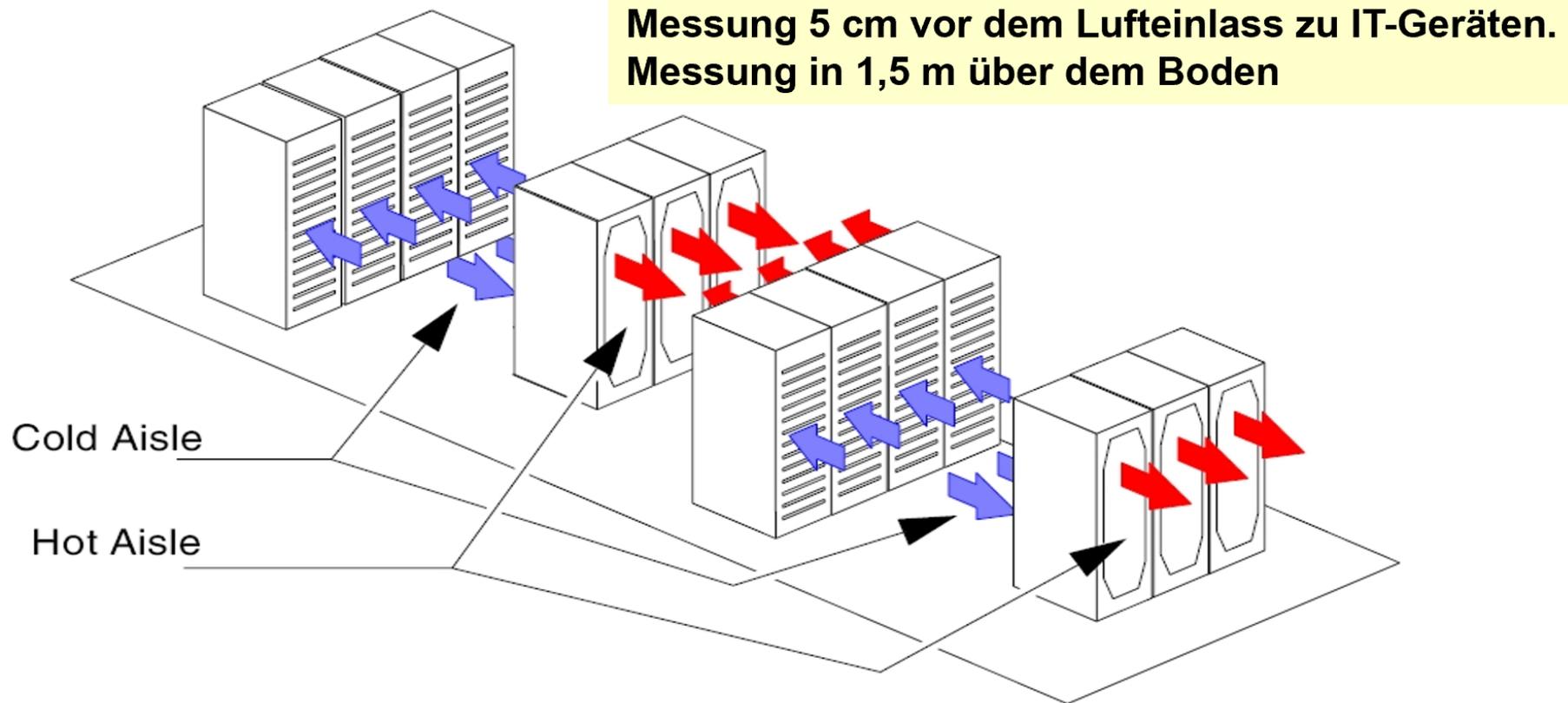


Einsparungen beim Air Movement: Der softwarebasierte IEP[®]-Ansatz: Intelligent Cold Aisle containment by IEP[®]

Conventional Datacenter



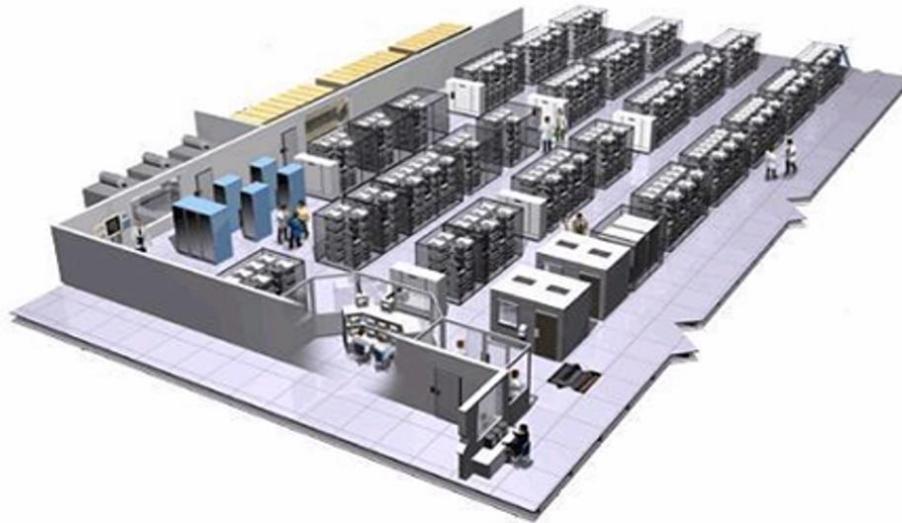
IT Equipment Environment – Measurement at Inlet of IT Equipment



- AIR INLET zur IT-Ausrüstung ist die wichtige Spezifikation, **die es zu erfüllen gilt.**
- Die OUTLET-Temperatur ist für IT-/Datenkommunikationsgeräte **nicht von Bedeutung.**

ASHRAE IT Equipment Environment – Class Definition

- **What are the environmental operating conditions?**
- Recommended & Allowable Environmental Conditions vary depending on the application, scale & type of electronic equipment that is being cooled.



Class 1 – Data Center

New Classes: A1, A2, A3, A4



Class 2 – Office Space



Class 3 – Home Office



Class 4 – Point of Sale

Achtung in Rechenzentren gilt nicht die DIN EN 16798, sondern die DIN EN 50600

Ashrae New Environmental Class definition: 2011

2011 classes	2008 classes	Applications	IT Equipment	Environmental Control
A1	1		Enterprise servers, storage products	Tightly controlled
A2	2	Datacenter	Volume servers, storage products, personal computers, workstations	Some control
A3	NA		Volume servers, storage products, personal computers, workstations	Some control
A4	NA		Volume servers, storage products, personal computers, workstations	Some control
B	3	Office, home, transportable environment, etc.	Personal computers, workstations, laptops, and printers	Minimal control
C	4	Point-of-sale, industrial, factory, etc.	Point-of-sale equipment, ruggedized controllers, or computers and PDAs	No control

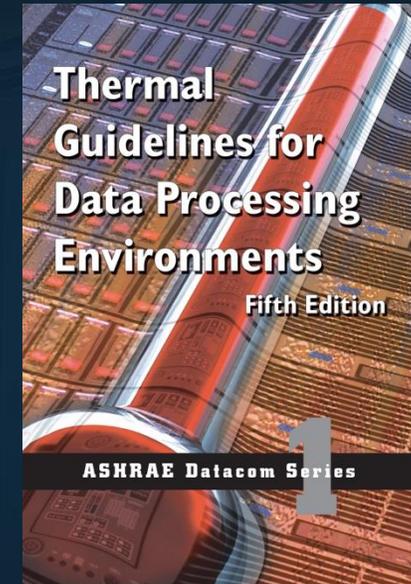
Class A1: Typically a data center with tightly controlled environmental parameters (dew point, temperature, and relative humidity) and mission critical operations; types of products typically designed for this environment are enterprise servers and storage products.

Class A2: Typically an information technology space or office or lab environment with some control of environmental parameters (dew point, temperature, and relative humidity); types of products typically designed for this environment are volume servers, storage products, personal computers, and workstations.

Class A3/A4: Typically an information technology space or office or lab environment with some control of environmental parameters (dew point, temperature, and relative humidity); types of products typically designed for this environment are volume servers, storage products, personal computers, and workstations.

Ashrae 2021

Equipment Thermal Guidelines for Data Processing Environments



Ashrae Standard Präsentation

Wie wird Energie gespart?

Der thermodynamische Zusammenhang zwischen **benötigter Luftmenge**, **abzuführender Wärmelast** und **notwendiger Temperaturdifferenz** :

$$\dot{V}_l = \frac{\dot{Q}_o}{\rho_{\text{Luft}} \times c_{p\text{Luft}} \times \Delta T}$$

„Konstante“ Werte:

Dichte der Luft $\rho_{\text{Luft}} = 1,185 \text{ kg/m}^3$

Spezifische Wärmespeicherkapazität der Luft $c_{p\text{Luft}} = 1,0045 \text{ KJ/kg/K}$

Beispiel: Datacenter $\dot{Q}_o = 1 \text{ MW}$

Zulufttemp. 20°C => Abluft ~~30°C~~ ^{40} ; d.h. $\Delta T = \cancel{10\text{K}}$ ^{20}

=> $\dot{V}_l = \cancel{84,01}^{\mathbf{42,0}}$ m^3/s bzw. $\cancel{302.436,5}^{\mathbf{151.218,25}}$ m^3/h



Verdoppelung der Temperaturdifferenz führt zur Halbierung der benötigten Luftmenge, dadurch kann die Lüfterantriebsleistung reduziert werden!

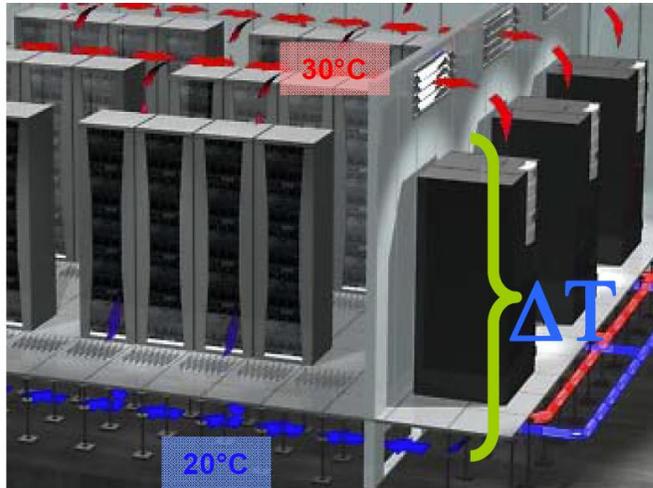
Wie wird Energie gespart?

\dot{Q}_o abzuführende Wärmelast = „feststehend“

\dot{V}_l Luftmenge = „resultierend“

Durch welche Maßnahmen läßt sich die Temperaturdifferenz ΔT steigern ?

...um die Luftmenge möglichst zu minimieren!



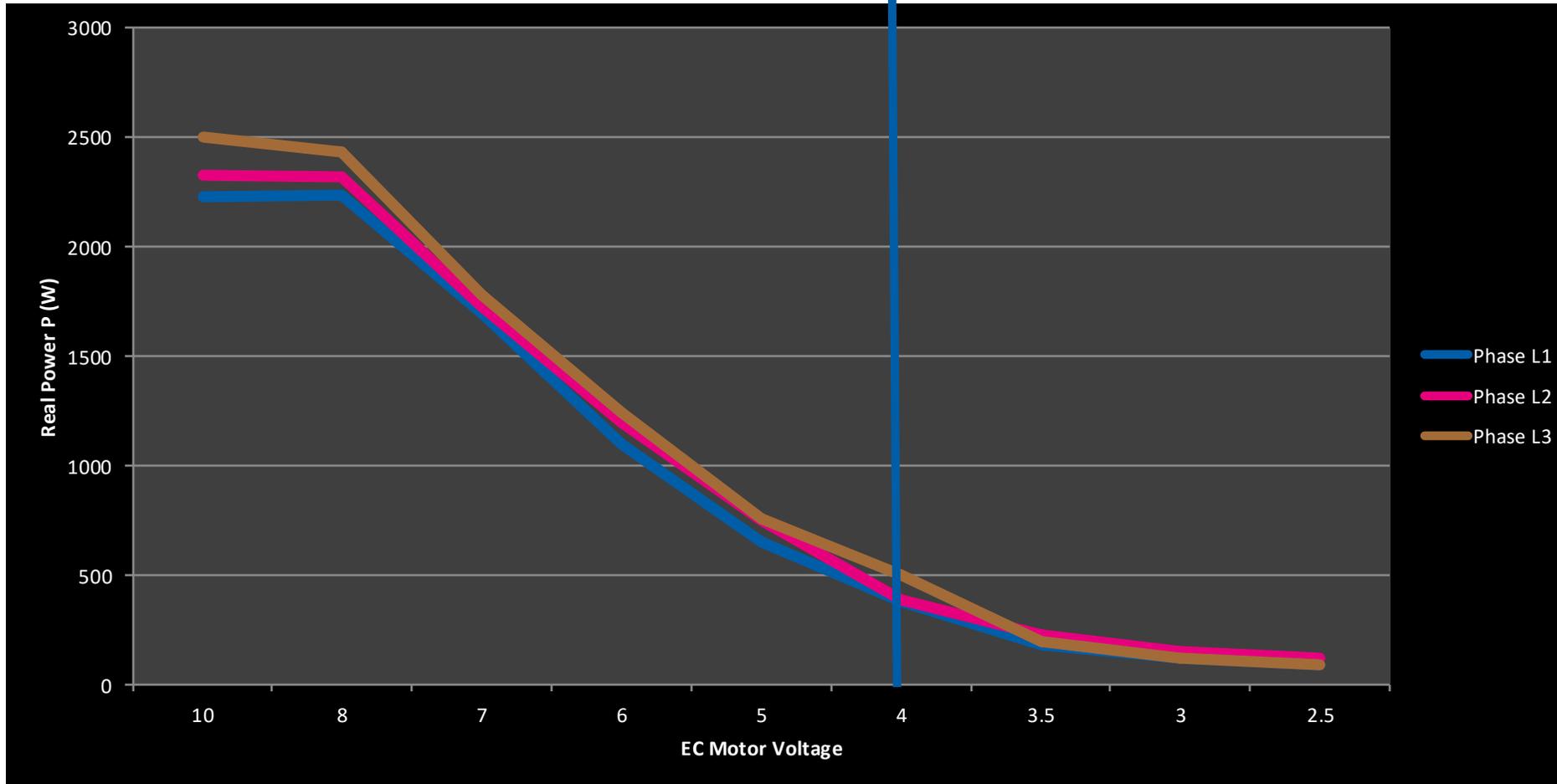
- Optimierung des Luftstroms
- Bildung von Kalt/Warmgängen
- Kaltgangeinhausungen
- Warmgangeinhausungen
- Klimageräte rücken an das ITK Equipment

Zusätzlicher Effekt: „Höhere“ Rücklufttemperaturen schaffen optimale Voraussetzungen für eine möglichst lange Nutzung der Freien Kühlung im Jahresverlauf!

Energieeinsparungen durch EC-FANs

Nicht energieeffizienter Bereich

energieeffizienter Bereich



Energieeinsparungen durch EC-FANs

Ventilatorgesetz

$$kW_2 = kW_1 \times \left(\frac{Vol_2}{Vol_1} \right)^3$$

($U_{\text{Min}} \sim \text{Vol}$)

Diese Formel beschreibt die Abhängigkeit der Motorleistung von der Luftmenge.

Die Motorleistung steigt oder fällt in der 3.Potenz zur Luftmenge!

Verdoppelt sich die Luftmenge, verachtfach sich die Motorleistung

Halbiert sich die Luftmenge, reduziert sich die Motorleistung auch um das achtfache!

kW_2 neue Motorleistung (kW)
 kW_1 alte Motorleistung (kW)
 Vol_2 neue Luftmenge (m³/h)
 Vol_1 alte Luftmenge (m³/h)

Recommended Co-Location Contract Language



- Dry-Bulb Temperature will be continuously maintained within the ASHRAE TC9.9 (2011) Thermal Guidelines for Data Processing Environments – Expanded Data Center Classes and Usage Guidance **Recommended** minimum and maximum range. **Specifically, this range is 18°C minimum to 27°C maximum (64.4°F to 80.6°F)**. Normal operating conditions should be 23.8°C (75°F) or below to minimize server fan usage.



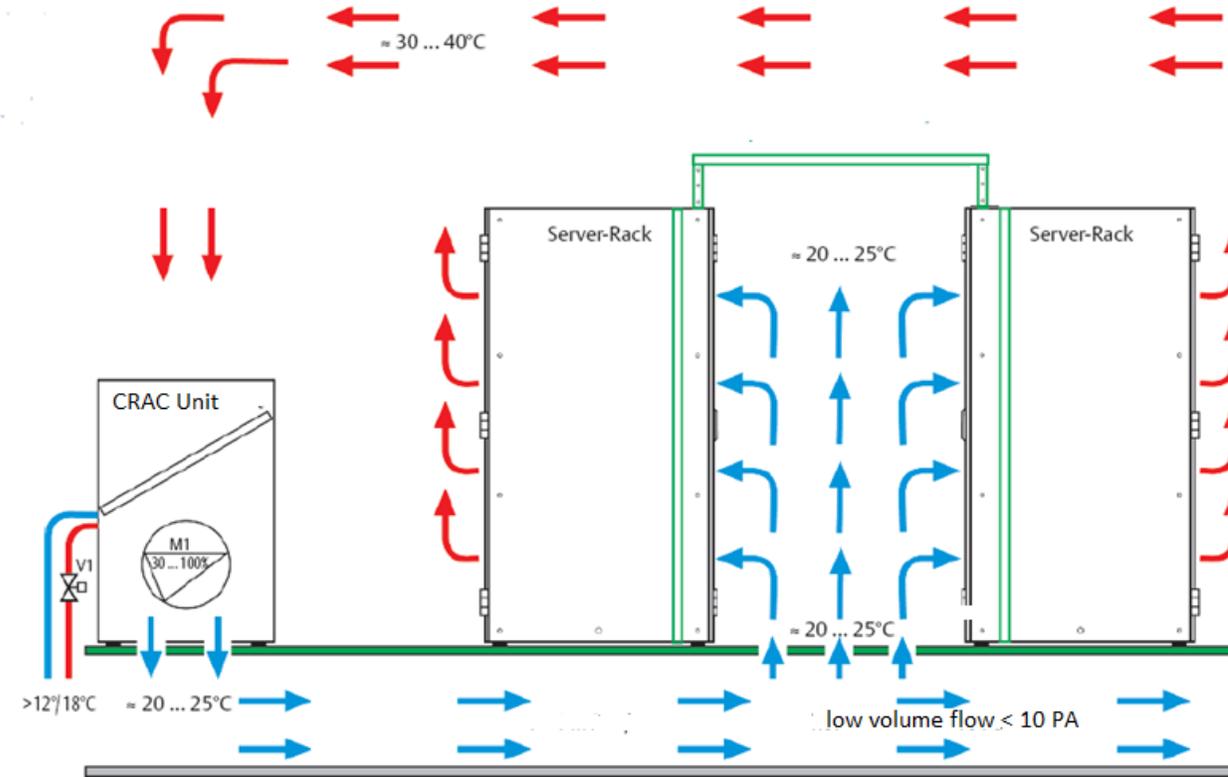
Dieser Wert muss messtechnisch validiert werden

Regel: 1K CW Erhöhung entspricht 3% bis 5% Energieeinsparung

Wichtig: Sensorkalibrierung alle 2-3 Jahre

Leistungsprogramm: Messung mit kalibrierten Messgeräten
 (Labor/Unternehmen muss akkreditiert sein)
 Austausch von Steckverbindungen und Kabel bei
 Degradierung

Neues energieeffizientes softwarebasiertes Kühlkonzept



Δp Sensor zur Kaltgang-Driftkompensation (optional, falls erforderlich)

submitted CPI Patent: „Air-conditioning system and cooling method“

Neues energieeffizientes softwarebasiertes Kühlkonzept

- CRAC mit höherer Eintritts-temperatur
- Reduzierter Volumenstrom V
- Reduzierter Druck p
- Reduzierte Wirkleistung P
- Reduzierte Energie
- Offener Gitterrost im Kaltgang



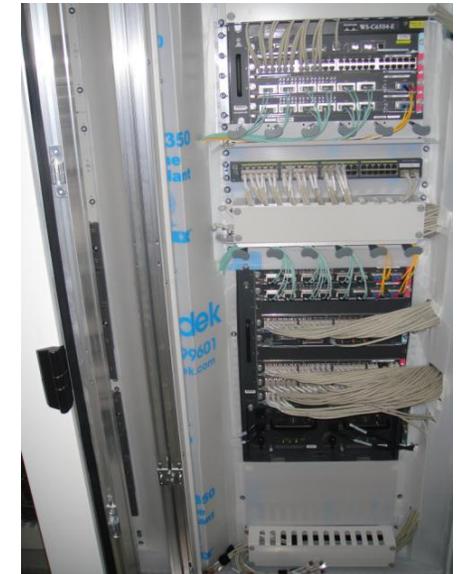
Neues energieeffizientes softwarebasiertes Kühlkonzept



Stringente Trennung von Kalt- und Warm-gang

- Einhausung der Racks
- Abdichtung des Doppelbodens
- Versiegelung der Racks mit Blindplatten

Durch die Kaltgangeinhausung entsteht ein homogener Temperaturbereich.





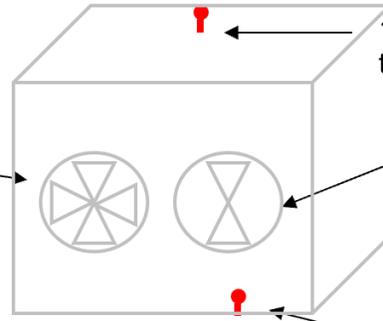
GREEN POWER

DFU

Fan Control via central IEP® cabinet

2 Modes:

- IEP® Mode
- Default mode (Fail Safe Mode)



1 x PT100 temperature sensor for monitoring the room temperature

Valve control via delivery PT100 sensor

2 Modes:

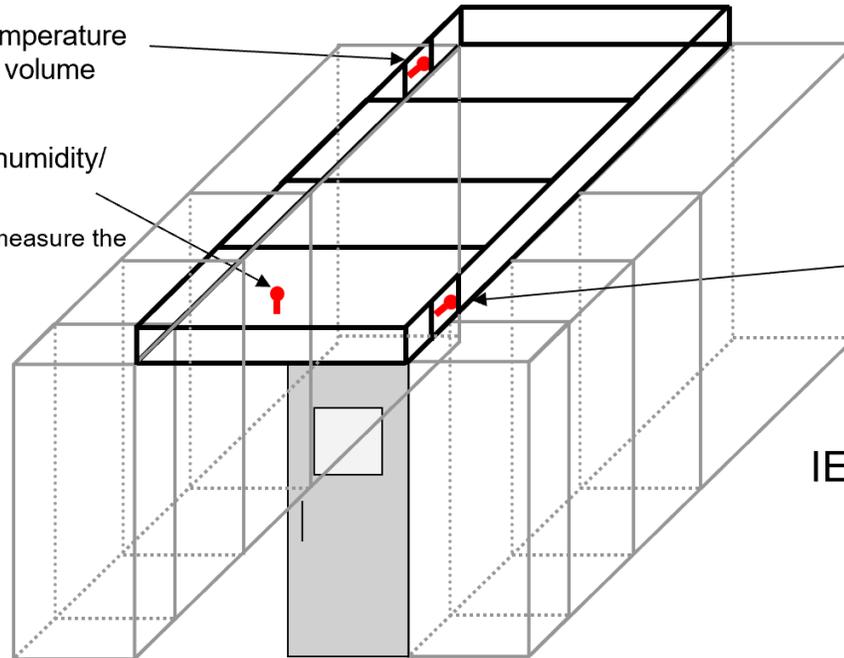
- IEP® Mode
- Default mode (Fail Safe Mode)

PT100 delivery temperature sensor

1 x PT100 Temperature sensor for air volume control

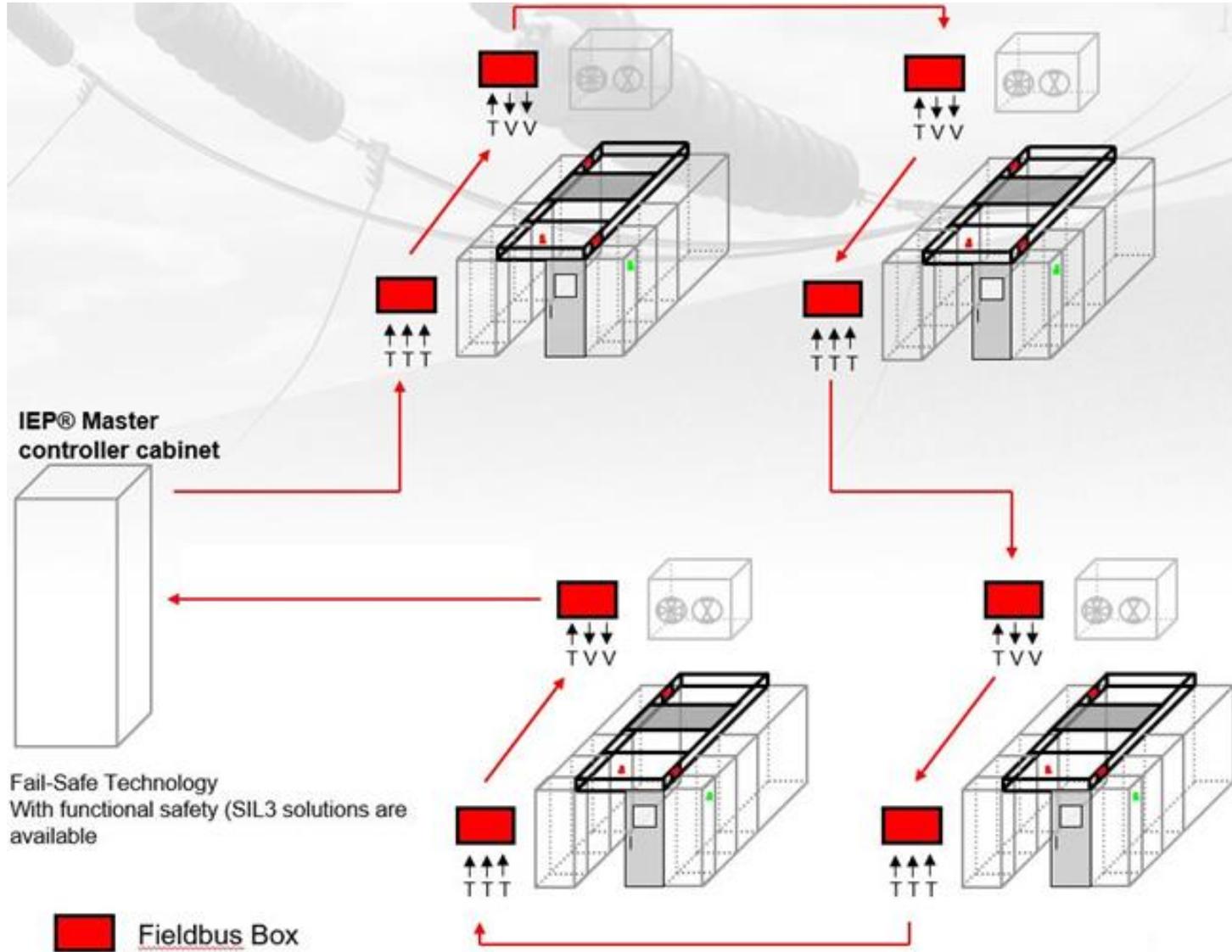
ASHRAE temperature/humidity/dew point sensor

Max. 1,5m above floor to measure the air inlet conditions

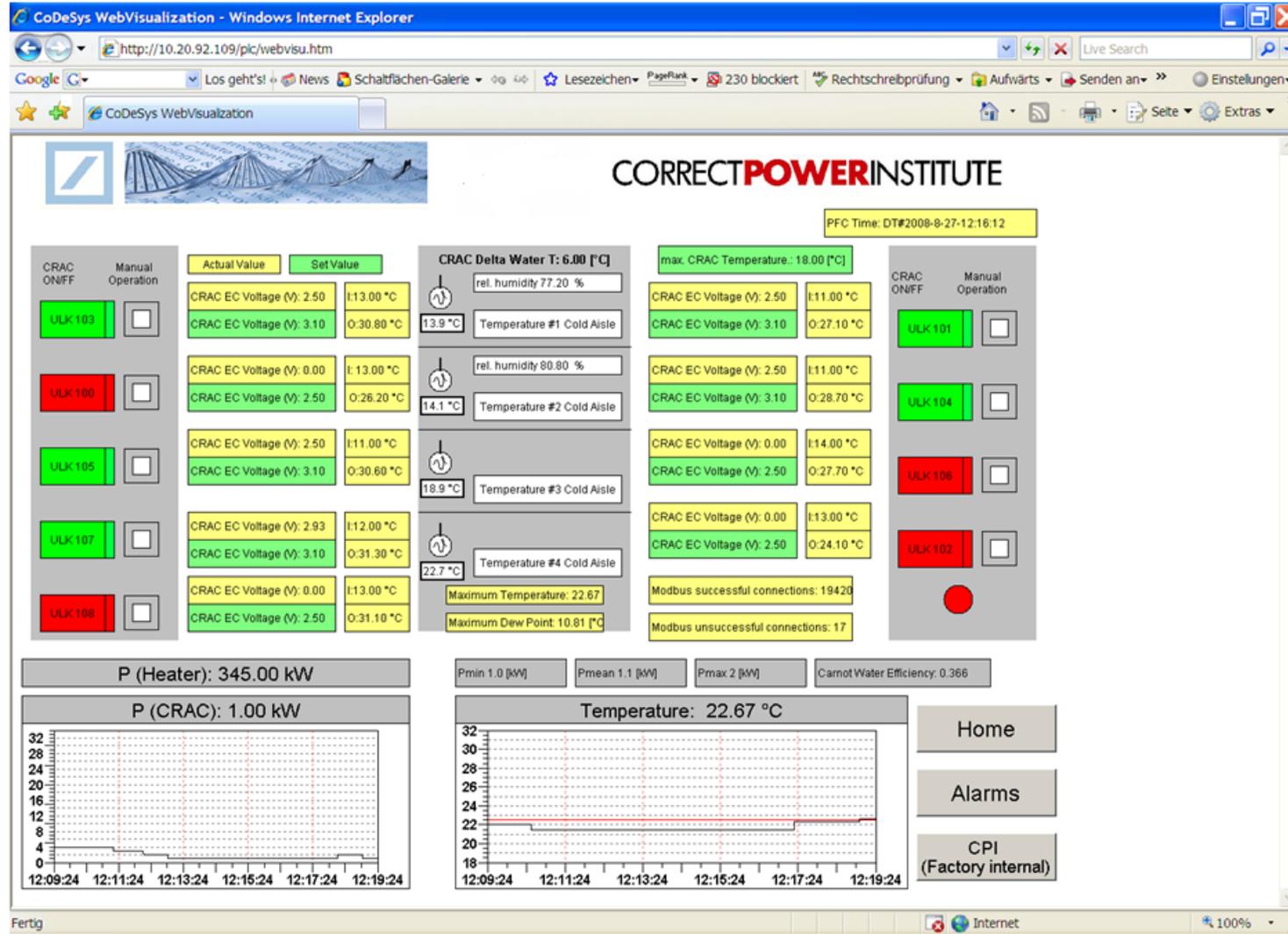


1 x PT100 Temperature sensor for air volume control

IEP® sensor configuration



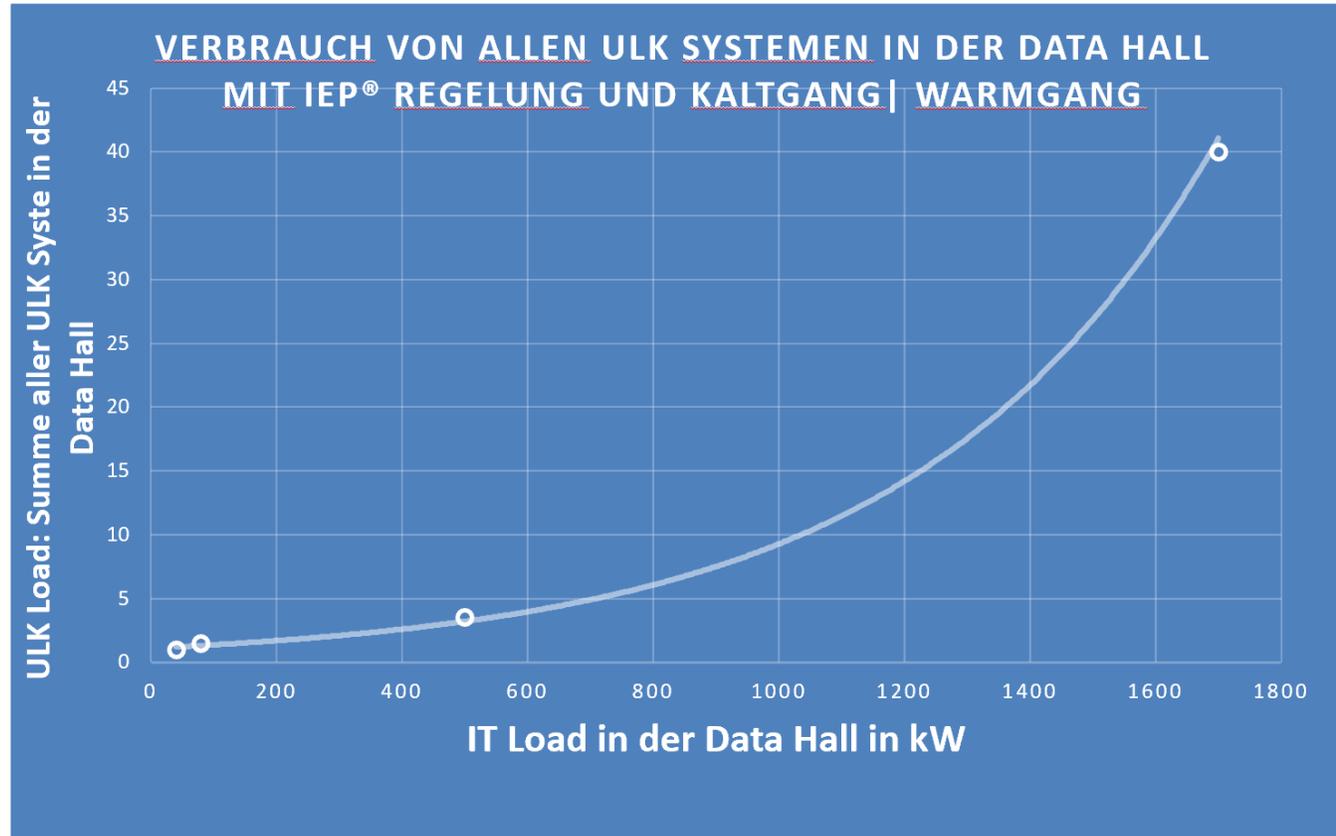
Was sind die Energieeinsparungen: Testbed



Einsparpotentiale durch Kaltgangregelung



Einsparpotential im Rechenzentrum durch IEP®



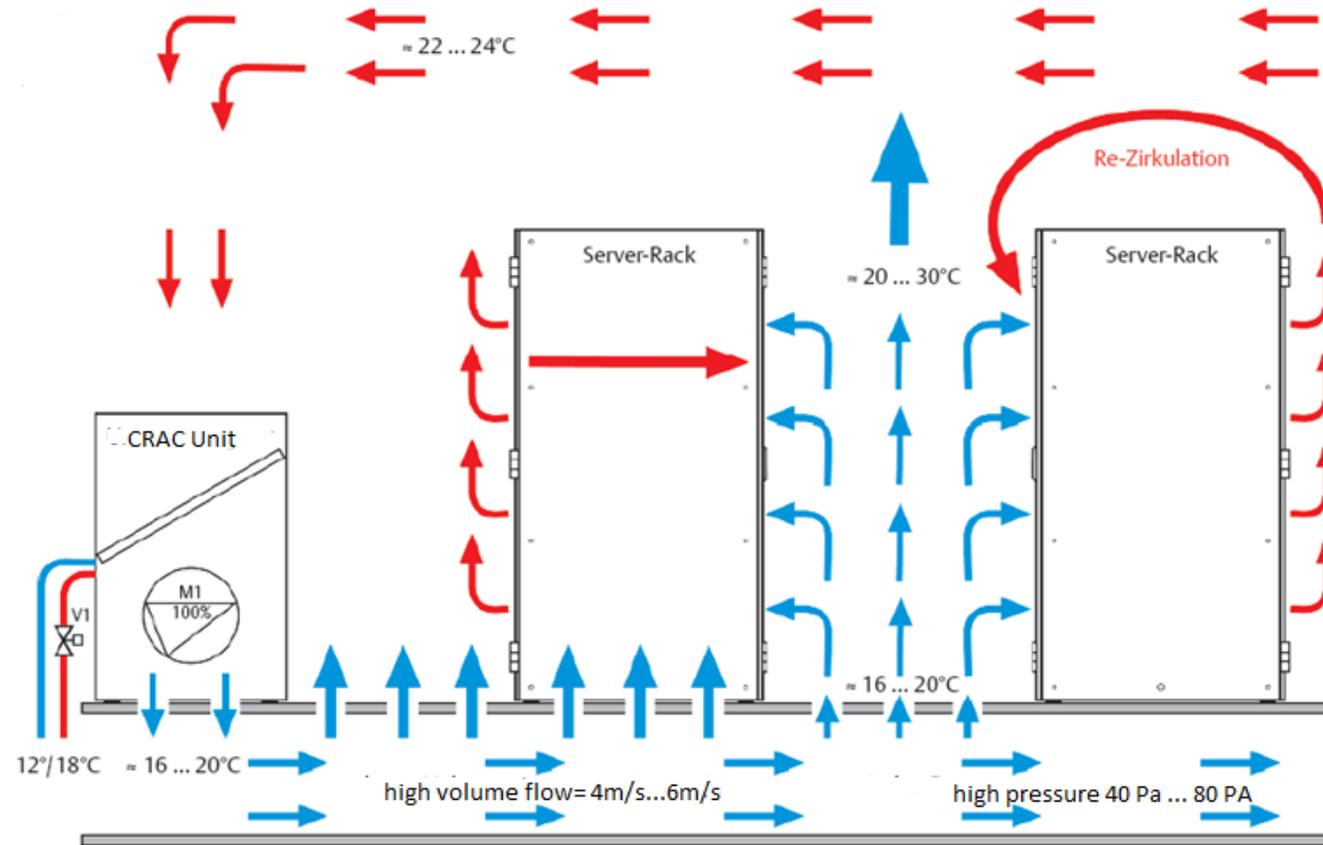
Die geschätzte Funktion, die den Verbrauch der ULK-Systeme in Abhängigkeit von der IT-Load darstellt, ist gegeben durch die quadratische Gleichung:

$$y = 1.77 \times 10^{-5}x^2 - 0.0112x + 4.23$$

wobei x die IT-Load in kW ist und y die Leistungssumme (kW) des gesamten ULK-Systems in der Data Hall ist.

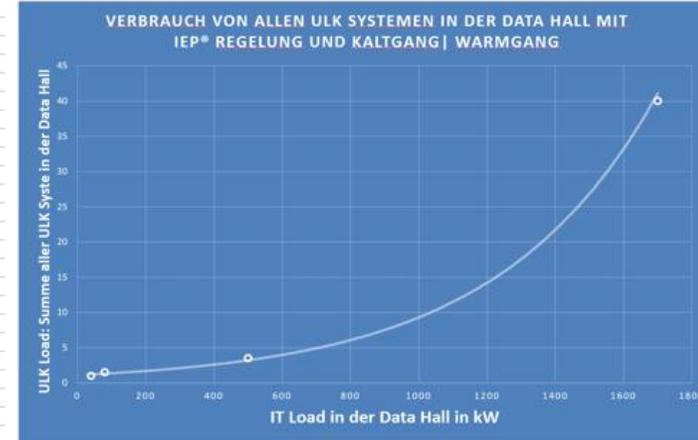
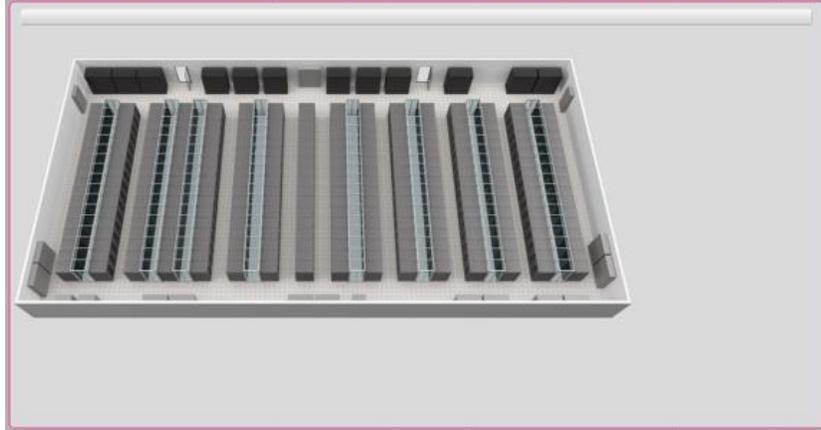
Jetzt kommt Machine Learning (AI)

Einbau von vielen Sensoren in den Bereich Kaltgang, Warmgang....
Verbindung zu Power Messgeräten für die IT-Load, Chiller, Wetterstation



IEP Energie Einspar-Kalkulator

DIN EN 50600-99-1: energieeffizientes Rechenzentrum
Ermittlung der Einsparungen durch Kaltgangeinhausung und IEP® Regelung



Eingabeparameter		Einsparungen mit Kaltgang und IEP Regelung	
Stromkosten (kWh) in EURO:	0,181		
IT-Load in der Data Hall in kW:	300		
Anzahl der ULK Systeme mit EC FAN (N+1):	4	Verbrauch in kW aller ULK Systeme (Summe) mit IEP Regelung (aus rechter Tabelle); <i>bitte hier eintragen</i>	5
Energieverbrauch pro Jahr der ULK Systeme ohne Kaltgang (kWh):	350400	Verbrauch aller ULK Systeme im Jahr (kWh):	43800
Kosten ULK Systeme pro Jahr ohne Kaltgang:	63.072,001	Kosten ULK Systeme pro Jahr mit Kaltgang und IEP® Regelung:	7.884,001
		Einsparungen mit Kaltgang und IEP® ULK Regelung pro Jahr:	55.188,001
Kosten ULK Systeme pro Jahr mit Kaltgang:	55.504,001	Einsparungen Tonnen CO2 pro Jahr durch das IEP System	112
Einsparungen mit Kaltgang ohne ULK Regelung:	7.568,001	Quadratmeter Arktisches Eis, das im Sommer nicht schmilzt (3m ² pro Tonne CO2)	337

Copyright: Correct Power Institute, Bochum

Basis der Daten: IEP® System der Correct Power Institute, Bochum



Microsoft Excel
Worksheet

Grounding und Erdung

Grounding und Erdung

- Erdung ist die Gesamtheit aller Maßnahmen zum Erden
- Der Terminus ist doppelt belegt:
 - Erde ist die Bezeichnung für das Erdreich als Bodenart. Unter dem Ausdruck Erde wird der ganze Planet mit seiner gesamten Substanz verstanden
 - Erde ein leitender Stoff (auch Leitermaterial), der außerhalb des Einflussbereiches von anderen Erden liegt und dessen elektrisches Potential als null betrachtet wird.



Grounding und Erdung

- Hinsichtlich der Funktion können Erder eingeteilt werden in:
 - Betriebserder/Funktionserder, das ist ein Erder, der Betriebszwecken dient
 - Schutzerder, das ist ein Erder, der Schutzzwecken dient



Erdung (Funktionserde)

Erdungssysteme sind die Gesamtmenge sämtlicher Mittel und Maßnahmen, mit denen innerhalb eines elektrischen Schaltkreises zugängliche leitfähige Teile eines elektrischen Equipment (exponierte leitfähige Teile) oder leitfähige Teile in der Umgebung einer elektrischen Installation (fremde leitfähige Teile) mit der Erde verbunden sind.



Erdung - Definitionen

Die **Erdungselektrode** ist ein Metallleiter bzw. ein in sich zusammenhängendes System, bestehend aus Metall-leitern oder Metallteilen. Diese Teile sind im Erdboden eingelassen und elektrisch damit verbunden oder im Beton eingelassen, der auf einer großen Fläche Kontakt zur Erde hat (z. B. Fundament eines Gebäudes).



Erdung

Hinsichtlich der Ausführung von Erdern können sie eingeteilt werden:

- Oberflächenerder (Bänderder, Seilerder, Erder aus Rundmaterial)
- Tiefenerder (Staberder, Rohrerder aus Fe- oder CU- Rohren)
- Fundamenterder (Erder aus Bandstahl oder Rundstahl im Fundament eines Gebäudes)
- Natürliche Erder (Erder, dessen ursprünglichen Zweck nicht der Erdung diene, der aber als Erder wirkt, z.B. die Leitplanke einer Straße)



Erdung - Begriffe

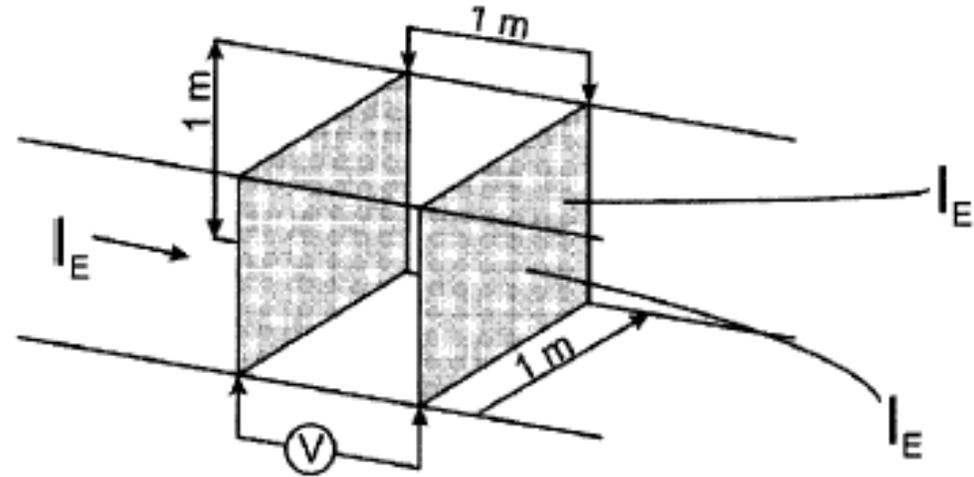
Die **Bezugserde** ist der Teil des Erdbodens, insbesondere an der Erdoberfläche, der außerhalb des Einflussbereichs des betreffenden Erdungsstabs liegt, d.h. zwischen zwei zufälligen Punkten, an denen es keine messbare Spannung gibt, die sich aus dem Erdungsstromfluss ergibt, der durch diesen Leiter fließt.

Man nimmt an, dass das Potential der Bezugserde immer Null ist.



Erdung – Widerstand - Begriffe

Der spezifische Widerstand ρ [Ωm], das ist der spezifische Widerstand eines Erdwürfels von 1m Kantenlänge zwischen zwei gegenüberliegenden Würfelflächen



Erdung – Widerstand - Begriffe

Der Erdungswiderstand einer Anlage ist der Widerstand zwischen Potentialausgleichsschiene und der Erde.

Er setzt sich zusammen aus:

- Ausbreitungswiderstand eines Erders bzw. der Erdungsanlage
- Widerstand des Erdungsleiters zum Anschluss des Erders



Erdungsanlage

- Erdungswiderstand $< 10 \Omega$ (VDE 0185)
- Bei Rechenzentrum und Critical Facilities



1 Ω bis max. 5 Ω
gemessen bei Niederfrequenz (50 Hz)

Erdung

Die Erdung schafft die Basis für elektronische Schaltungen, damit statische Aufladungen und Störungen kontrolliert werden können, und damit ein allgemeiner Bezug für die Signale zwischen Quellen und Senken hergestellt werden kann.



Erdung

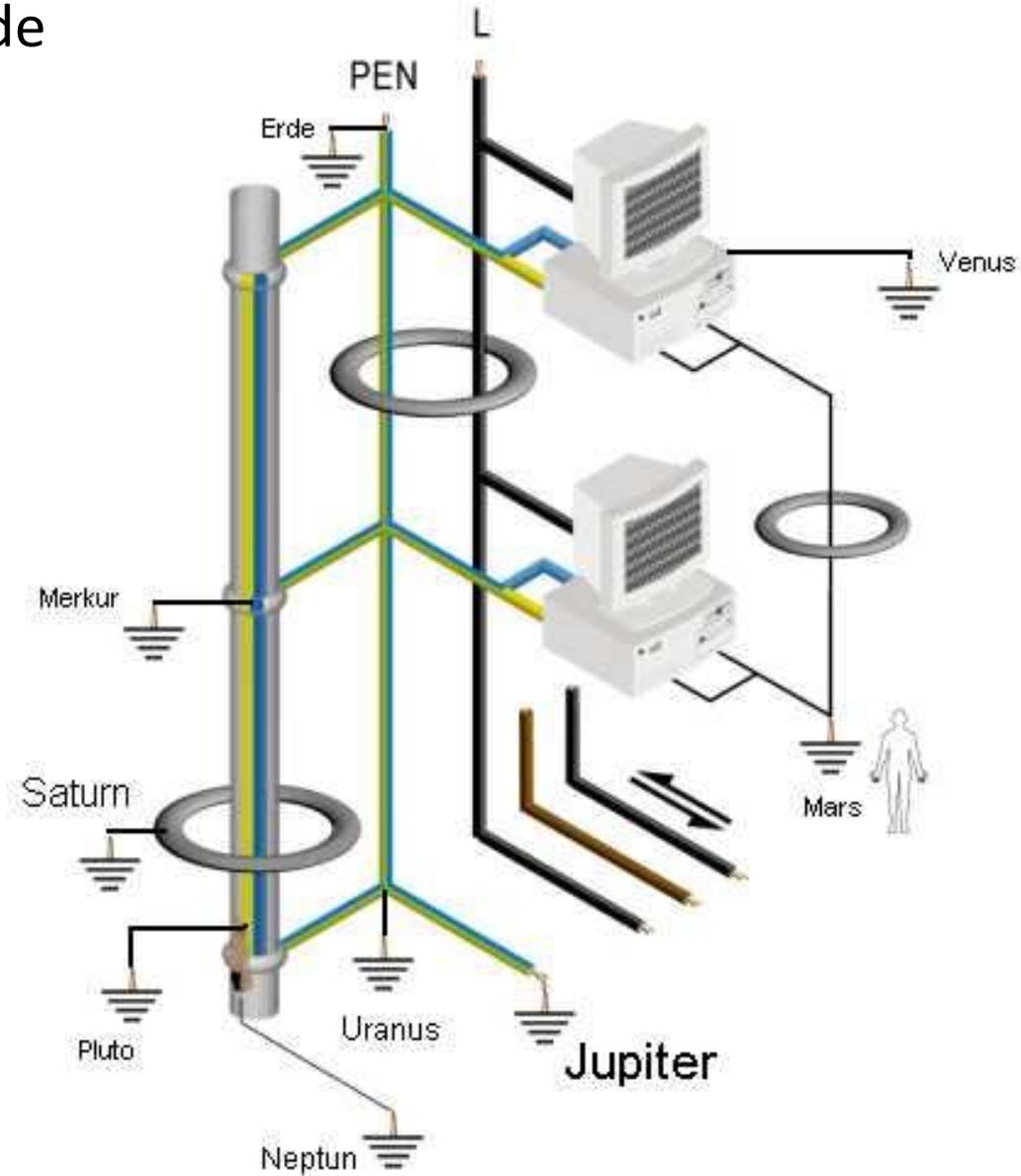
In der traditionellen Elektrotechnik wurden separate Erdungssysteme benutzt, zum Beispiel Signalerde, Computererde, Power Erde, Blitzschutzerde etc.

Es gibt nichts Vergleichbares zu 'sauberer' und 'schmutziger' Erde

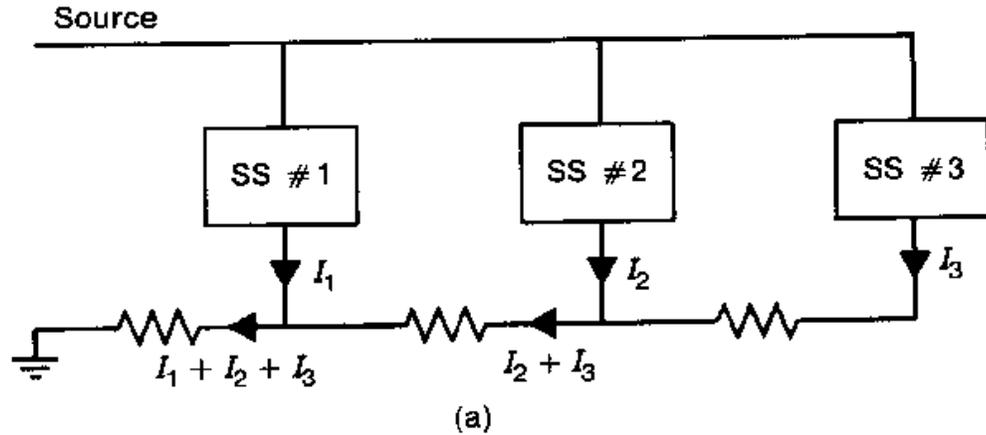
Dies ist heute die Todsünde der modernen EM Elektro-technik



Meine Erde – Deine Erde

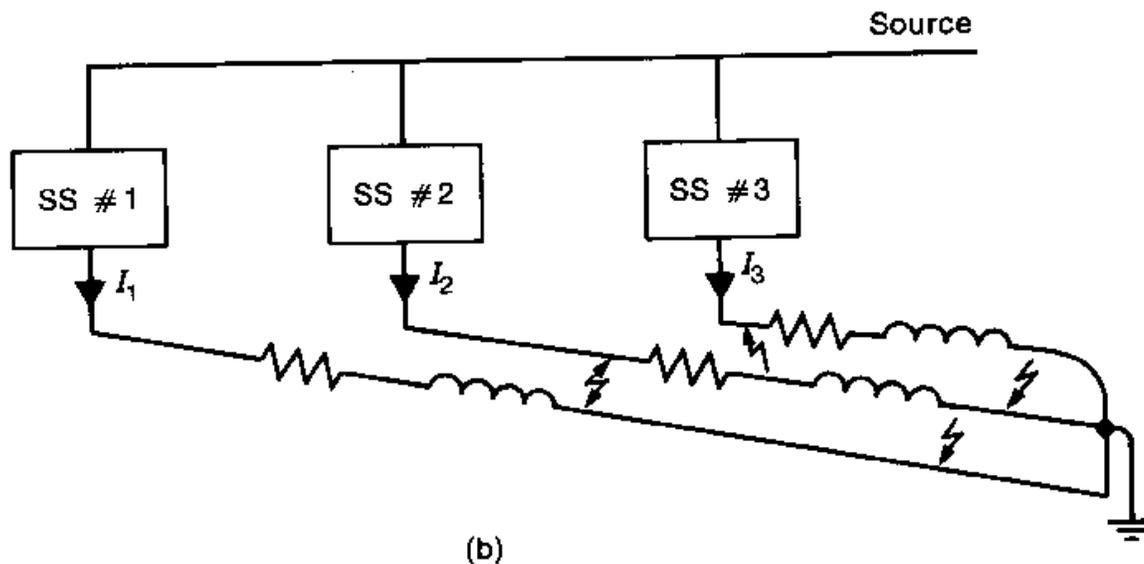


Single Point Grounds



Problem:

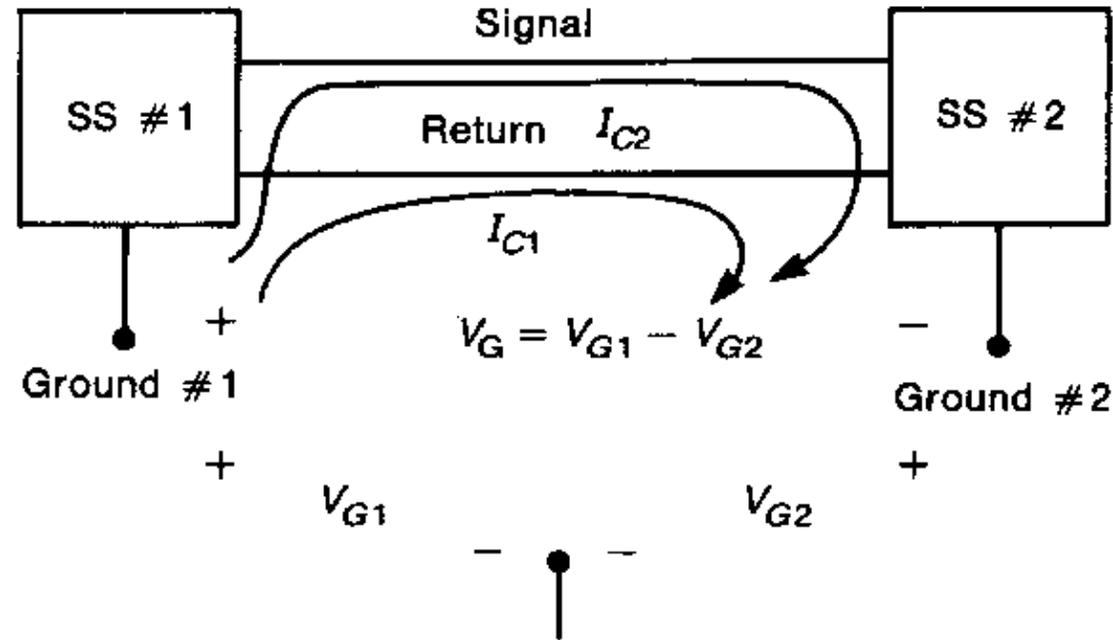
Common Impedance Coupling in einer Daisy Chain Verbindung



Problem:

Induktive Kopplung zwischen den PE Leitungen in einem Single Point Grounding System

Common Mode Ströme



Erzeugung von Common Mode Strömen an Verbindungskabeln als Folge von unterschiedlichen Erdungsspannungen (Ground Voltages)

Erdung

Das Konzept des separaten Erdungssystems wurde verworfen.

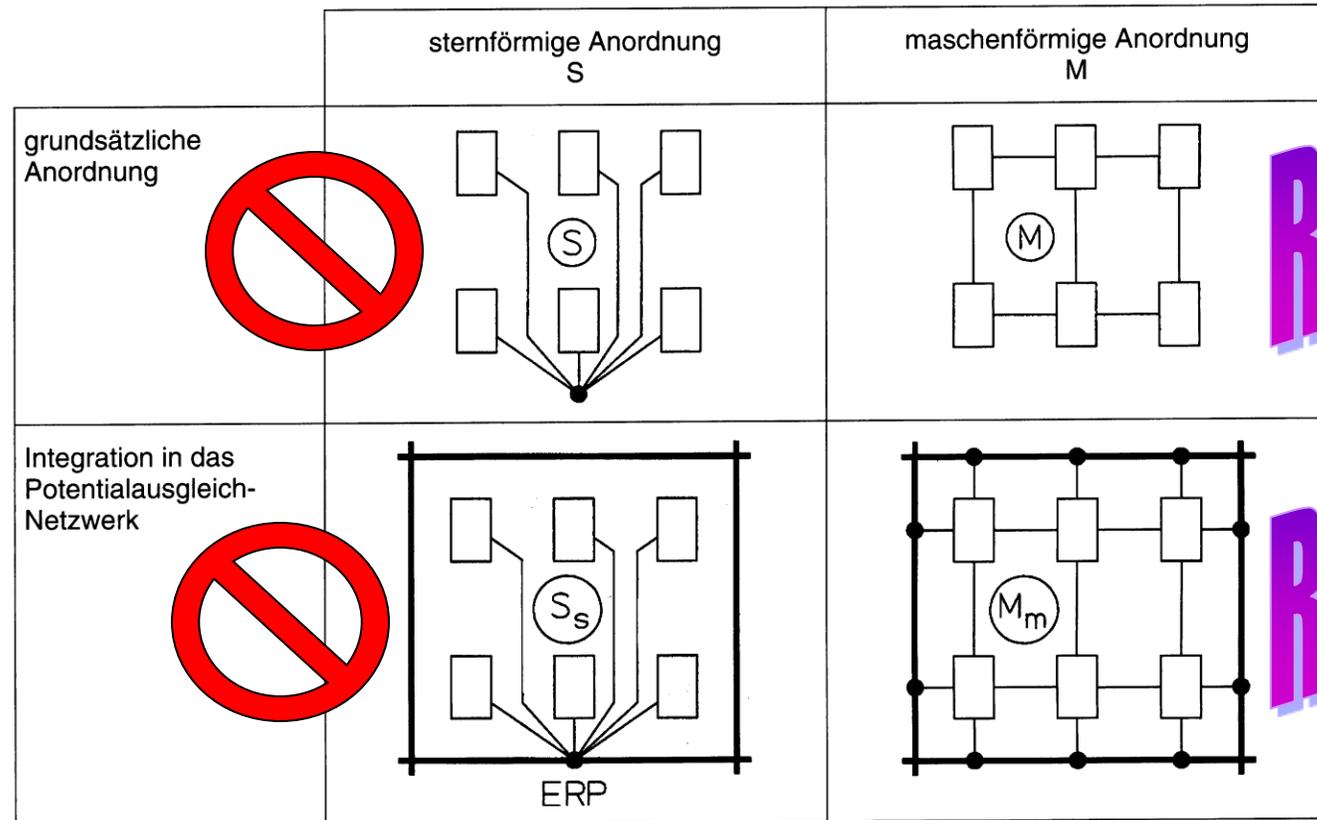
Die internationalen technischen Veröffentlichungen beschreiben heutzutage ein allumfassendes Erdungs-system: das **Multipoint Erdungssystem**



- Das Multi- Point Erdungskonzept bedeutet in der Praxis, dass Schutzerdungsleiter (PE), parallele Erdungsleiter, Gehäuse, Bewehrung und die Abschirmungen sowie Schirme von Datenkabeln oder Stromkabeln miteinander verbunden sind.
- Auch Stahlkonstruktionsteile sowie Wasser- und Gas-leitungen sind Teil dieses Systems.



Integration von elektronischen Systemen in das Potentialausgleichs-Netzwerk



Richtig

Richtig

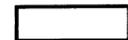
Legende



Potentialausgleich-Netzwerk



Potentialausgleichsleiter



Gerät



Anschlusspunkt an das Potentialausgleich-Netzwerk

ERP

Erdungsbezugspunkt

S_s

sternförmige Anordnung integriert über einen Sternpunkt

M_m

maschenförmige Anordnung integriert über ein Maschengitter

Erdung: Anforderung

Im Allgemeinen müssen Erdungssysteme drei Anforderungen erfüllen:

1. **Blitz und Kurzschluss:** Das Erdungssystem muss die Betreiber schützen, direkten Schaden verhindern wie Feuer, Funkenüberschlag oder Explosionen aufgrund eines direkten Blitzeinschlags sowie Überhitzung aufgrund eines Kurzschlussstroms.
2. **Sicherheit:** Das Erdungssystem muss Blitz und Kurzschlussstrom ableiten, ohne dass unakzeptable Schritt- und Berührungsspannung auftritt.
3. **Schutz des Equipment und Funktionalität:** Das Erdungssystem muss die Elektronik schützen, indem es einen Weg mit geringer Impedanz schafft, um das gesamte Equipment untereinander zu verbinden.



Erdung

Hochfrequenzströme können in Bezug auf die Funktionalität der Systeme ein größeres Problem darstellen.



Erdung

Wenn die „Noise“ PE Ströme zur Erde geleitet werden können, **ohne dass sie einen Störspannungsabfall erzeugen**, ist alles in Ordnung

Das erfordert einen Anschluss an Erde, der **auf sämtlichen Frequenzen eine niedrige Impedanz hat**.



Erdungsanlage

Erdungsanlage

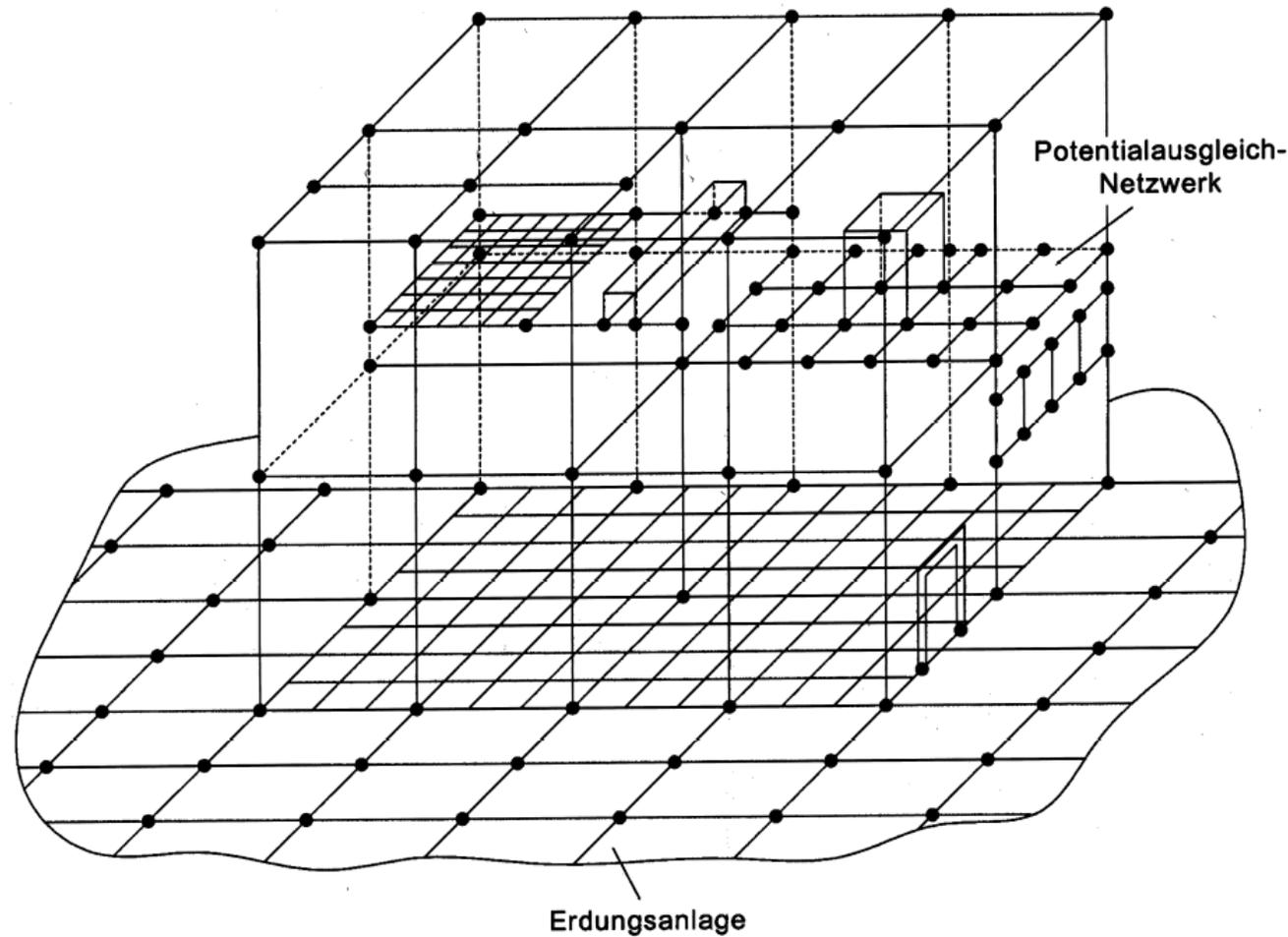
Die Hauptaufgabe der Erdungsanlage ist es, einen möglichst großen Anteil des Blitzstromes und die (HF) Ableitströme in die Erde abzuleiten

Dies wird durch ein vermaschtes Netzwerk mit einer typischen Maschenweite von 5m unterhalb und um die bauliche Anlage herum erreicht

Die Betonarmierung im Boden des Fundaments muss ein definiert durch verbundenes Gitter bilden, dass typisch alle 5m mit der Erdungsanlage zu verbinden ist.

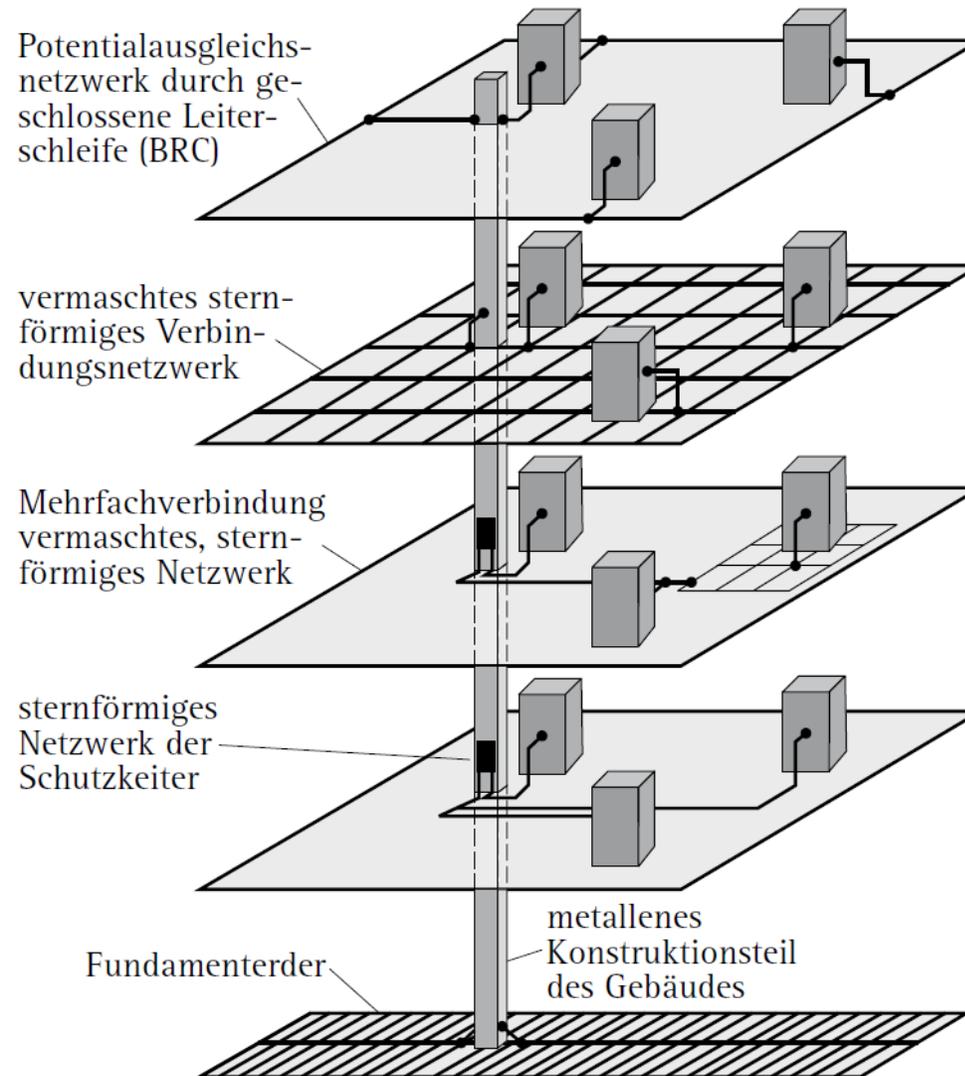


Erdungssystem als Kombination eines Potentialausgleichs-Netzwerkes

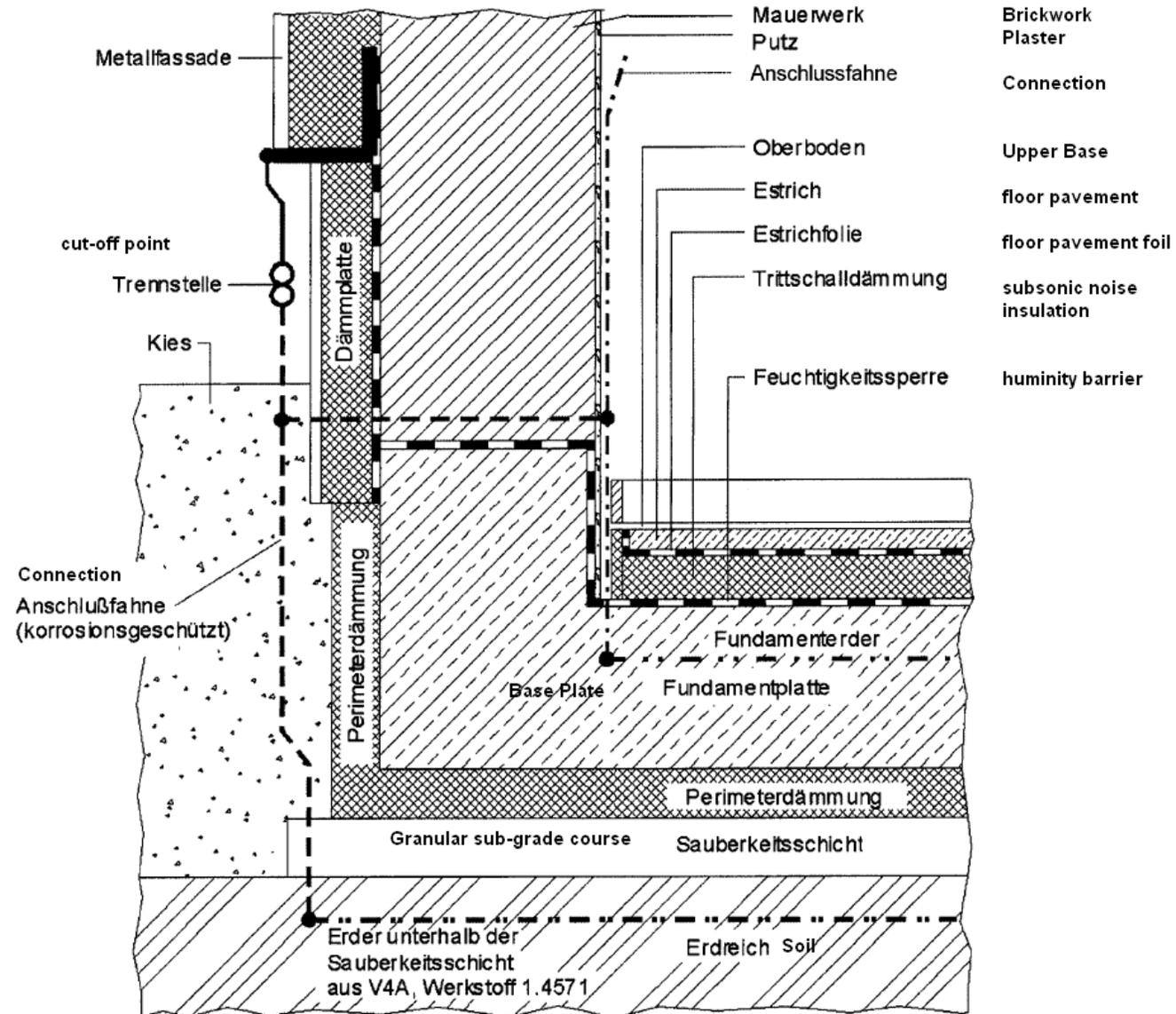


ANMERKUNG Alle gezeichneten Verbindungen sind entweder verbundene, metallene Strukturelemente oder Potentialausgleich-Netzwerk. Einige davon können auch als Fangeinrichtung, Ableitung oder Erder verwendet werden.

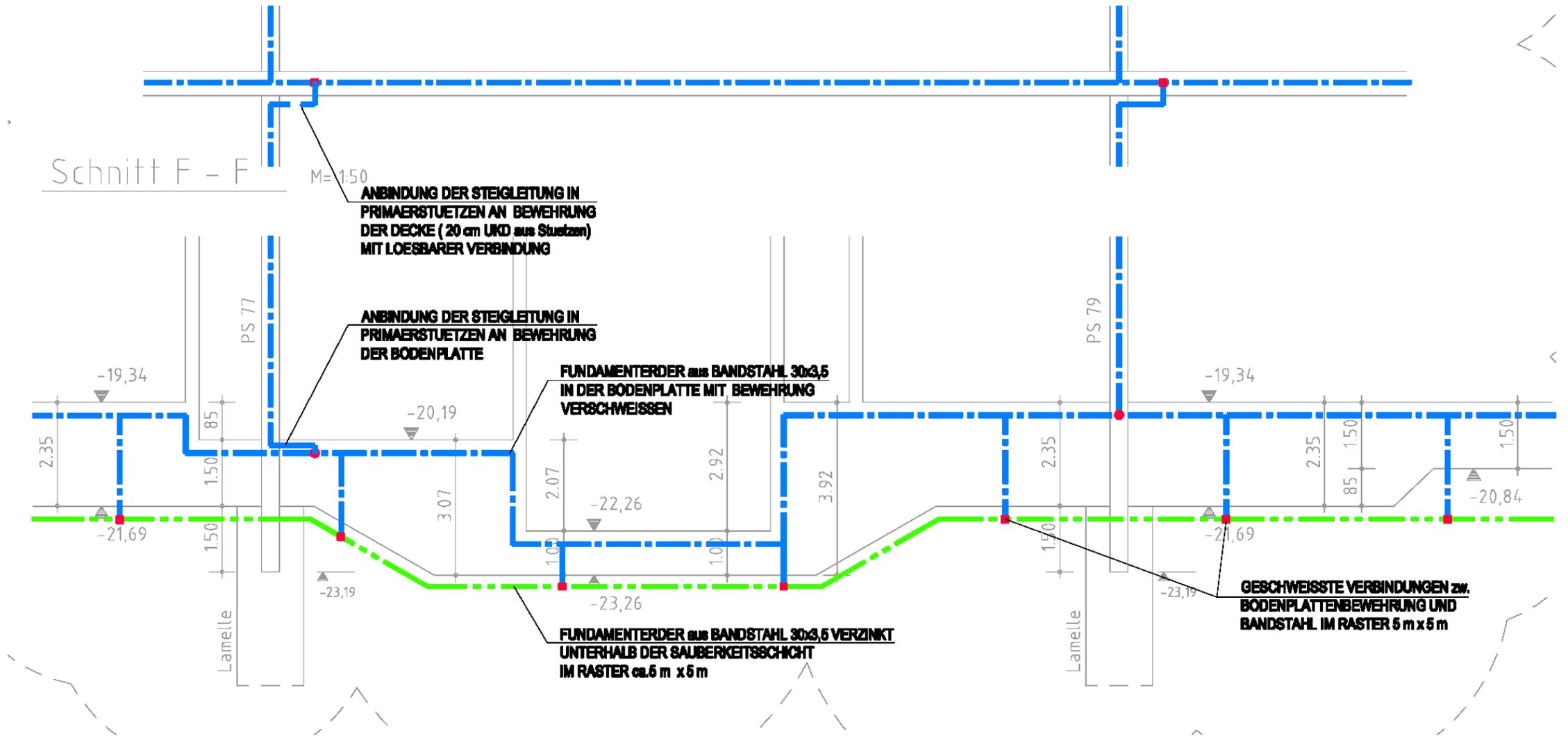
Schematische Darstellung eines Gebäudes (Quelle VDE 100-444)



Erdungsanlage



Erdungsanlage



Erdungsanlage unterhalb des Gebäudes



Erdungsanlage



Erdungsanlage (Pfeiler/Column)



Pfeiler und Erdungsfestpunkte



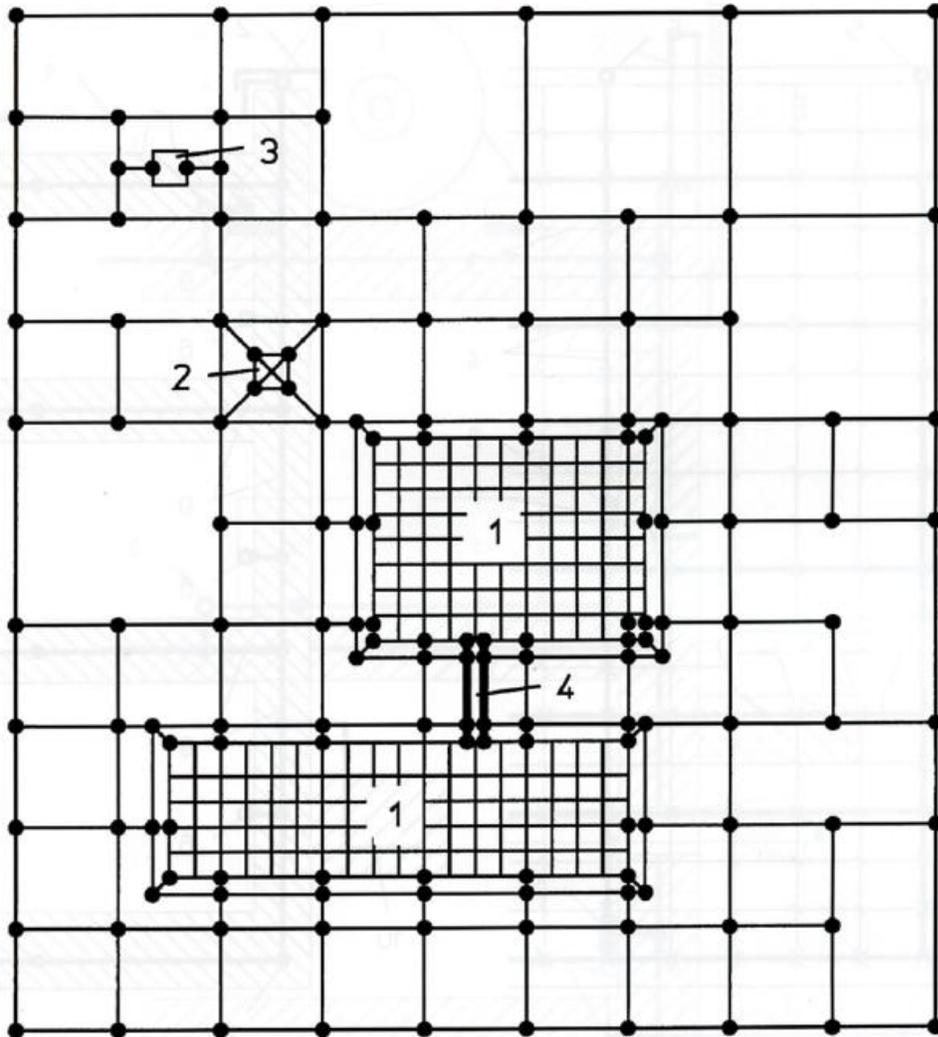
Pfeiler und Erdungfestpunkte



Pfeiler und Erdungspunkte



Grundriss einer vermaschten Erdungsanlage eines Industriegeländes



Legende

- 1 Gebäude mit vermaschtem Netzwerk in der Armierung
- 2 Turm innerhalb des Geländes
- 3 allein stehendes Gerät
- 4 Kabeltrasse

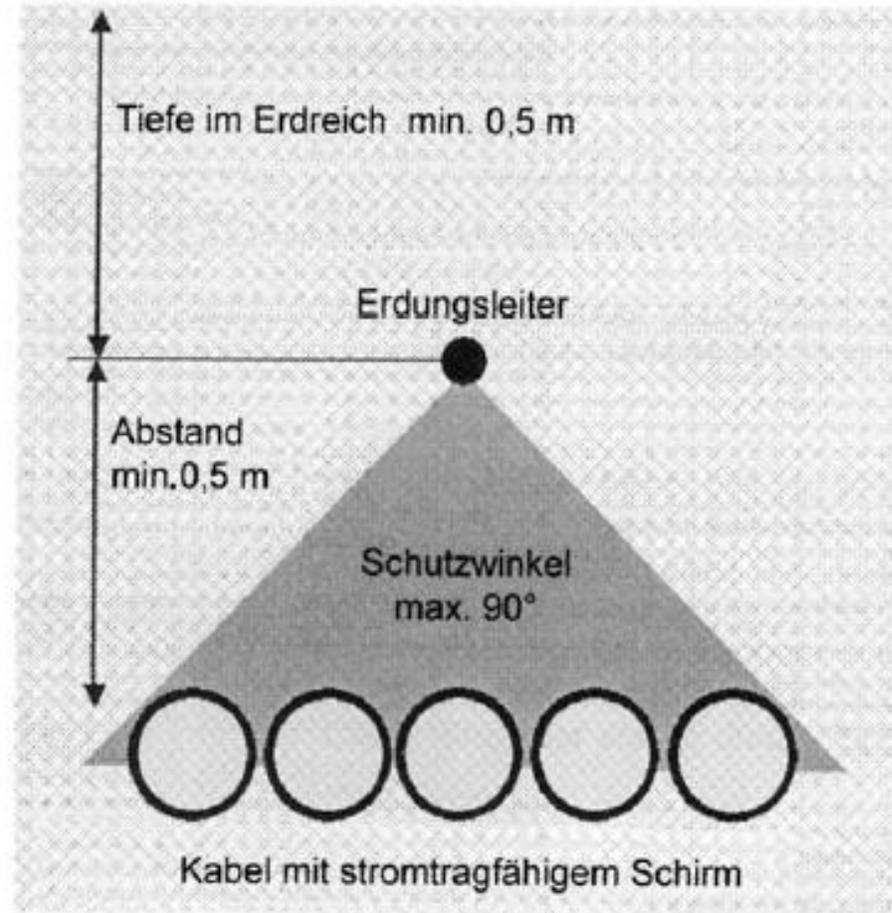
Installation von Erdern

Der äußere Ringerder (Typ B) soll vorzugsweise in einer Tiefe von 0,5m und in einem Abstand von etwa 1 m zu den Außenwänden eingegraben werden.

Im Felsboden wird eine Erdung vom Typ B empfohlen.



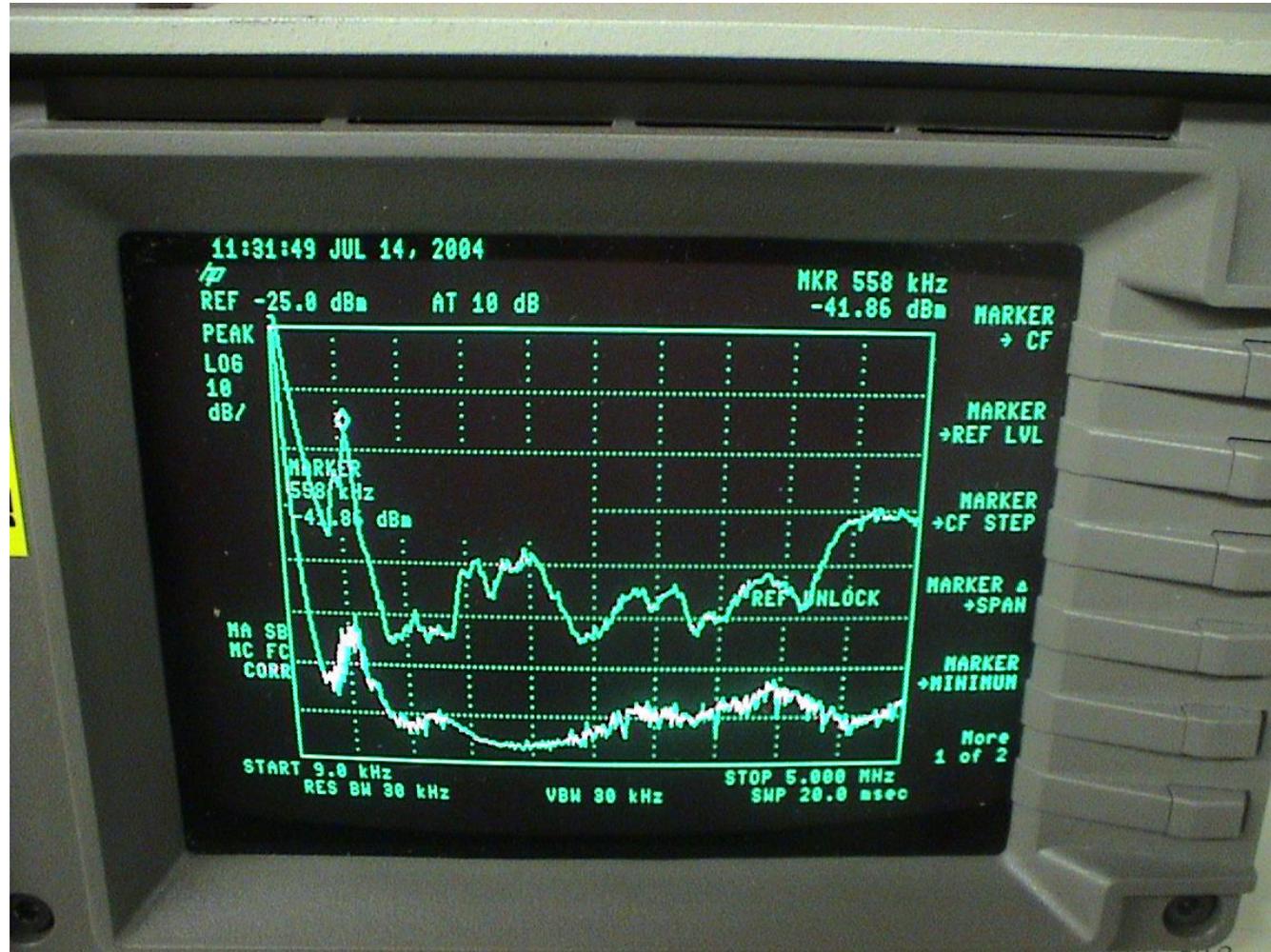
Schutz einer Kabeltrasse



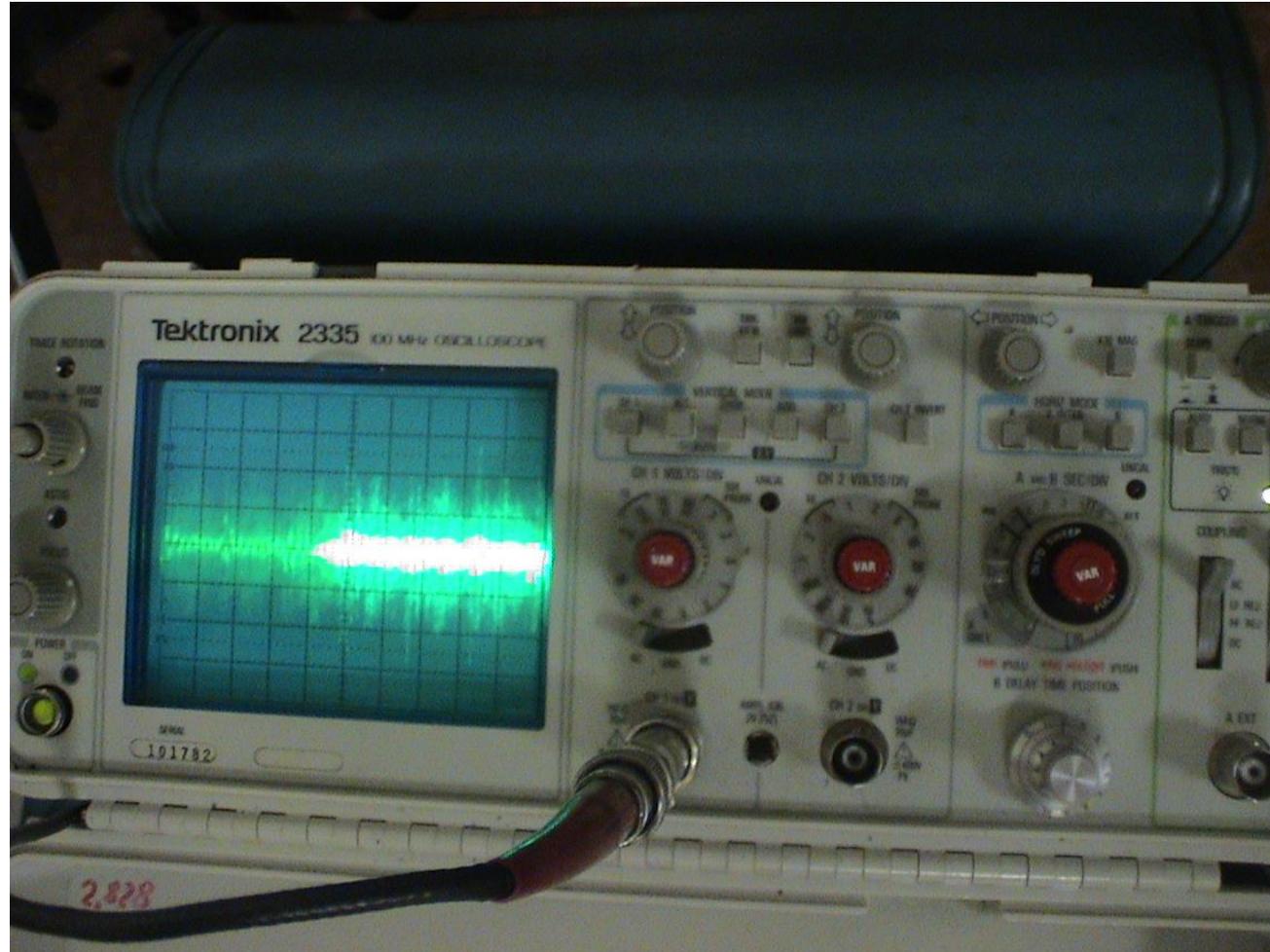
Frequenzen auf dem Erdungssystem

Hochfrequenzströme können in Bezug auf die Funktionalität der Systeme ein größeres Problem darstellen.

Frequenzen auf dem Erdungssystem

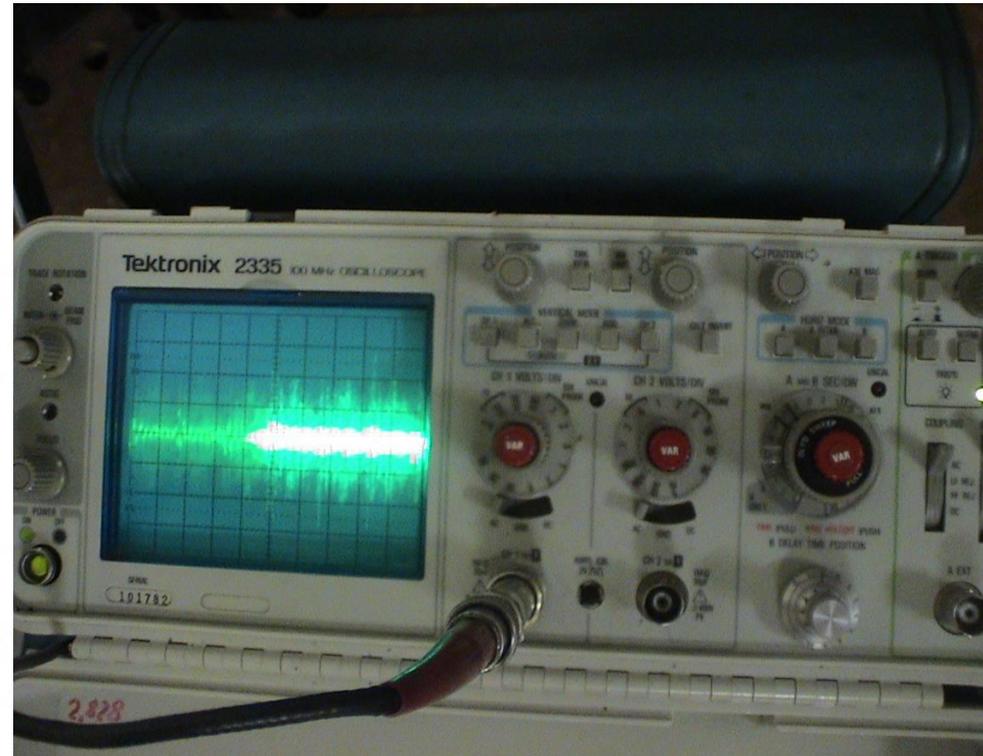
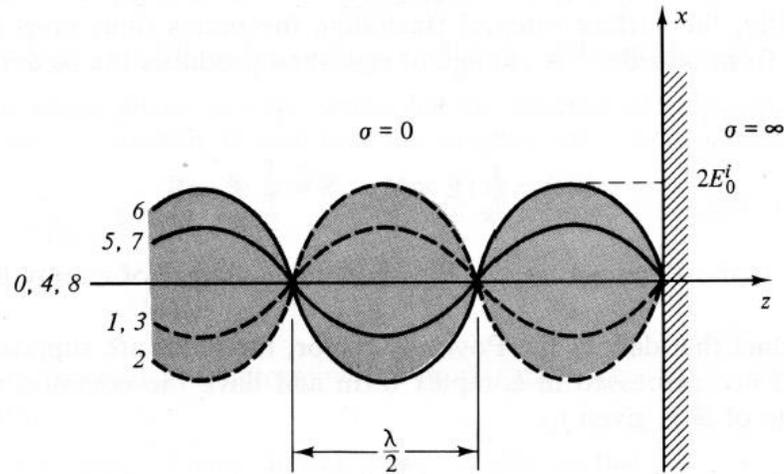


Stehende Wellen auf dem Erdungssystem



Was ist der Unterschied

- 50 Hz Netz
- Oberschwingungen
- Wellen
 - Stehende Wellen
 - Reflektionen



Erdungssysteme

Wenn die Anzahl des installierten Equipment gering war, war es früher üblich, eine separate große Erdleitung zu installieren, die direkt zurück zur PA Schiene in der NSHV führte, oder sogar zu einem separaten Staberder (ebenfalls mit der PA Schiene verbunden, um den örtlichen (VDE/EN) Bestimmungen zu entsprechen).

Das war normalerweise ausreichend, teilweise weil diese Netze und ihre Systeme in einem geographisch kleinen Gebiet zusammengefasst wurden und **dadurch auf einem Äquipotential gehalten werden konnten (falls so etwas vorhanden ist) - eher als auf einem Null Potential.**



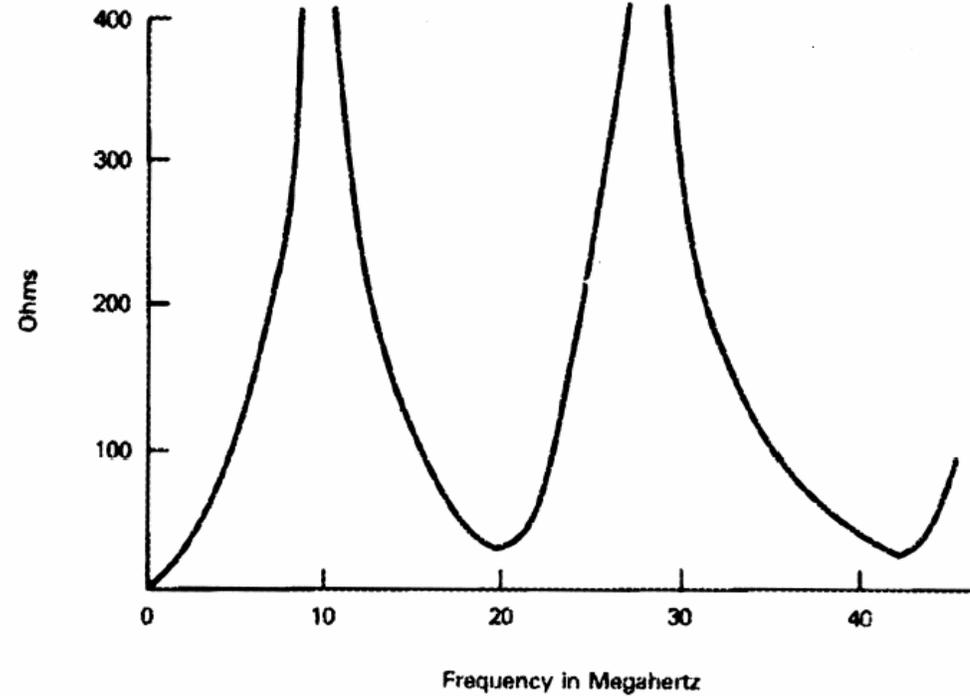
Erdungssysteme

Die langen, radialen Erdverbindungen (PE Kabel) bedingen so genannte $\lambda/4$ Resonanzeffekte, die zur Folge haben, dass die Spannung bei manchen Frequenzen erhöht wird, so dass diese Technik für verteilte IT Installationen absolut ungeeignet ist.

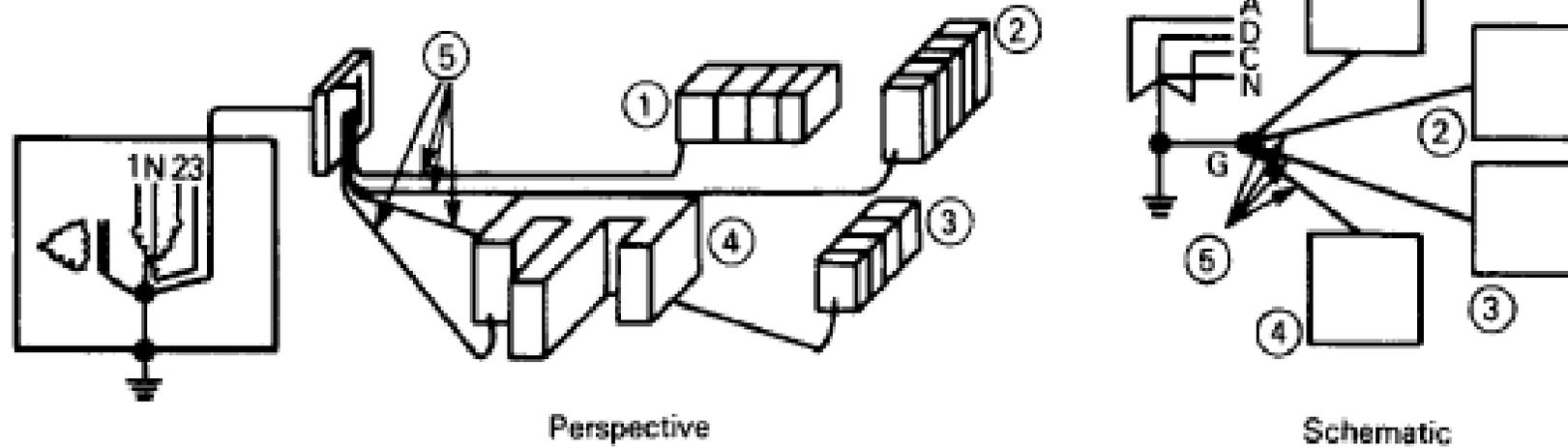


Resonanz Charakteristik eines Leiters

Charakteristische Impedanz (Betrag) des PE-Leiters



Resonanzen auf dem PE Single Point Ground



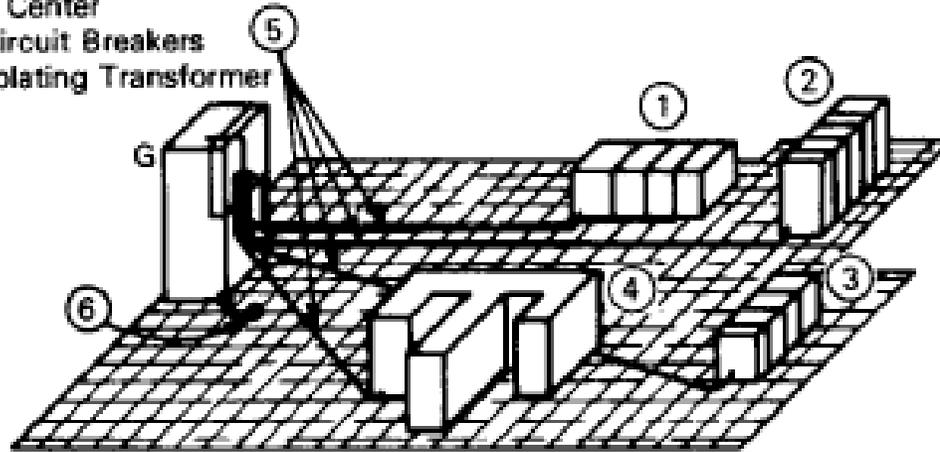
Computer Conductors Subject to High Frequency Resonance with RF Signals

A

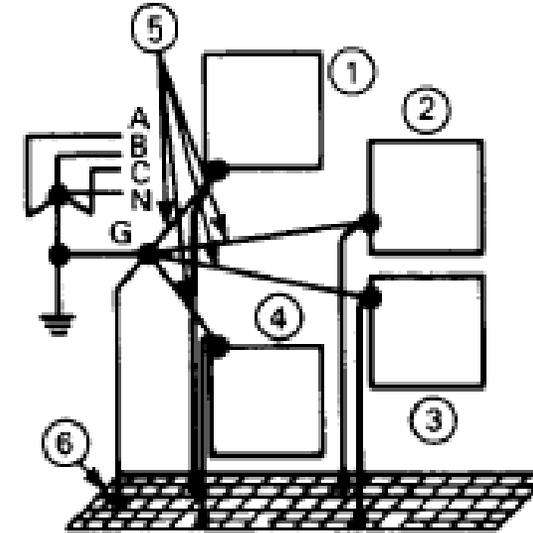
Single Point Grounding System

Vermaschtes „Grid“

Power Center
with Circuit Breakers
and Isolating Transformer



Perspective



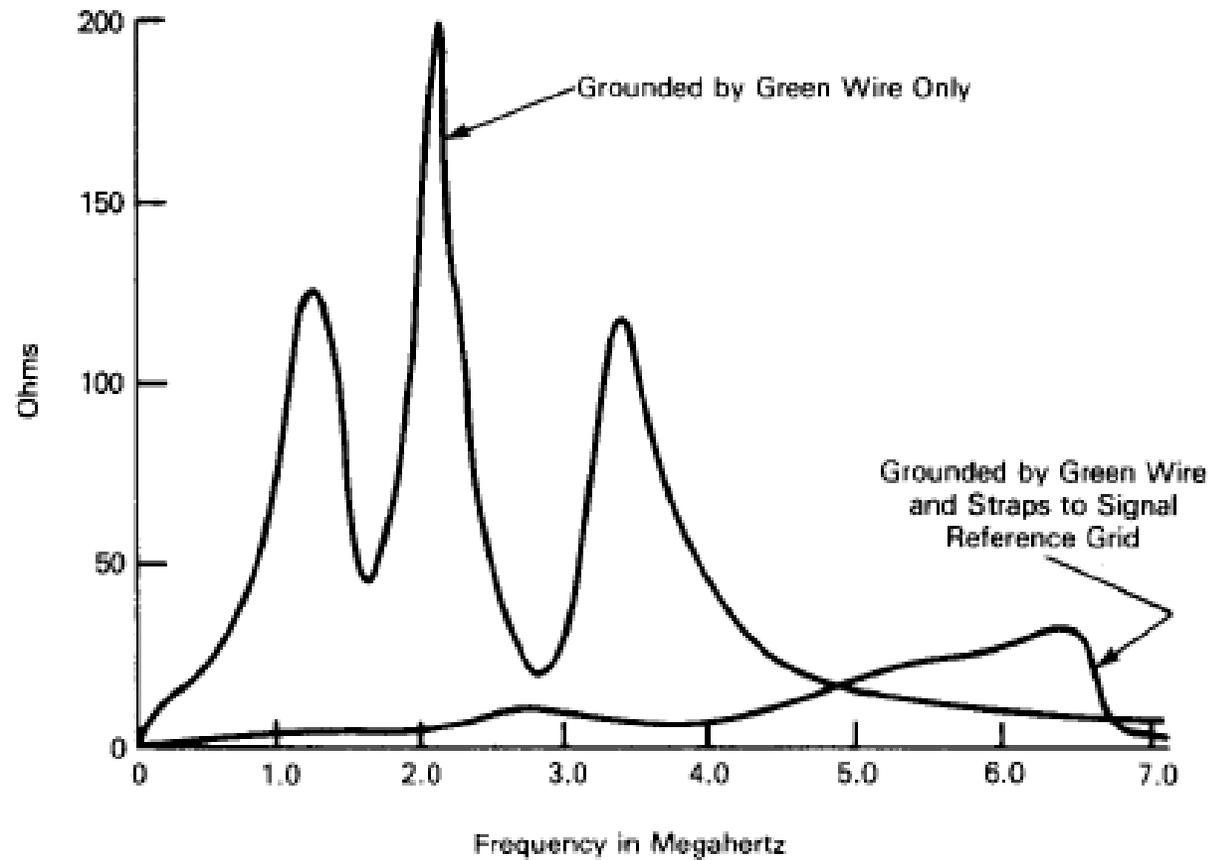
Schematic

Computer Units Connected to Signal Reference Grid and to A-C Ground

- ① through ④ are typical computer system modules.
- ⑤ is the "Green Wire" safety equipment ground conductor.
- ⑥ is safety ground for raised floor structure.

B

Resonanzverhalten von Grounding Systeme

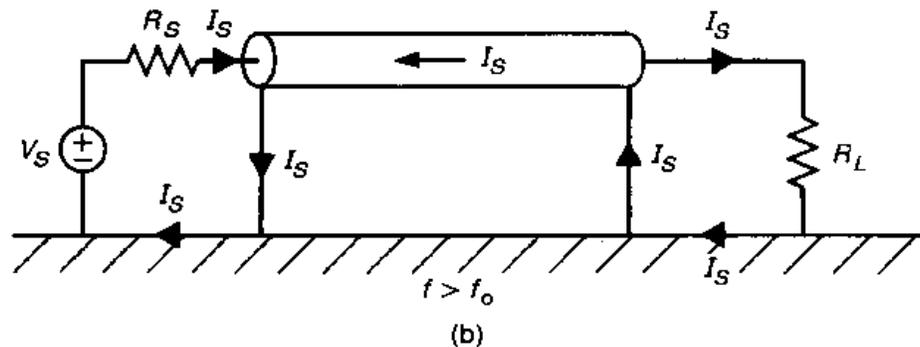
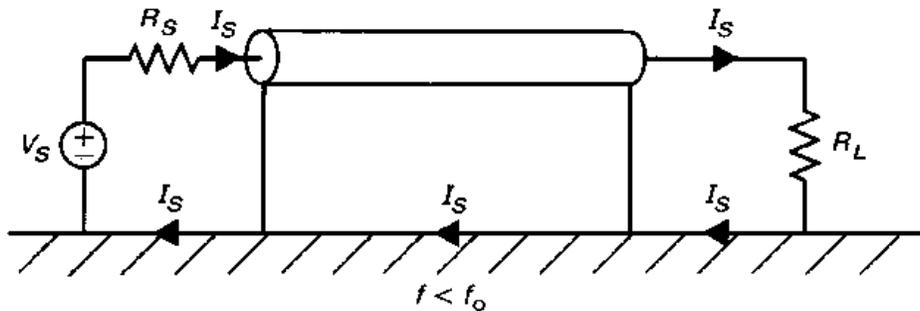
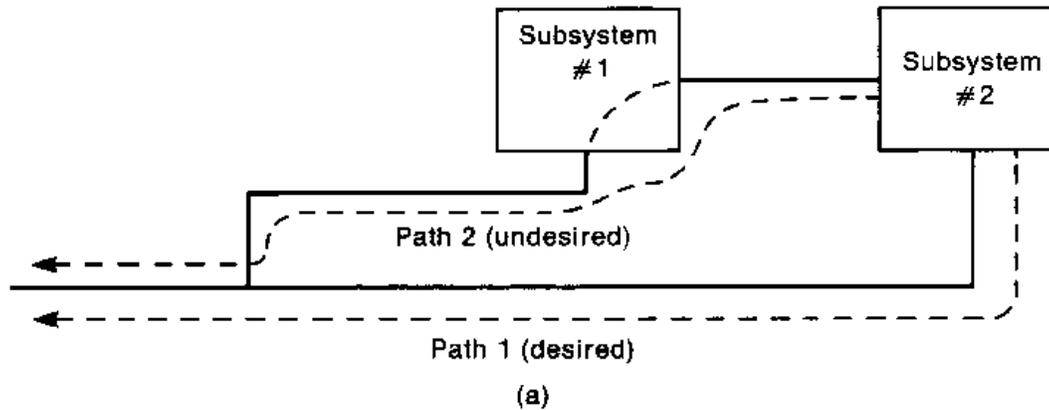


Resonance of Power Equipment Ground Conductors in Typical Site

C



EMV System Design



F_0 = cut-off Frequency

Verschiedene Return Wege
bei verschiedenen
Frequenzen

Retrofit von Erdungsanlagen

Retrofit von Erdungsanlagen

Anbohren von bestehender Bewehrung



Retrofit von Erdungsanlagen

High/Low Frequency Verbindung mit Bewehrung



Retrofit von Erdungsanlagen

Anschluss der PE/PA Schiene



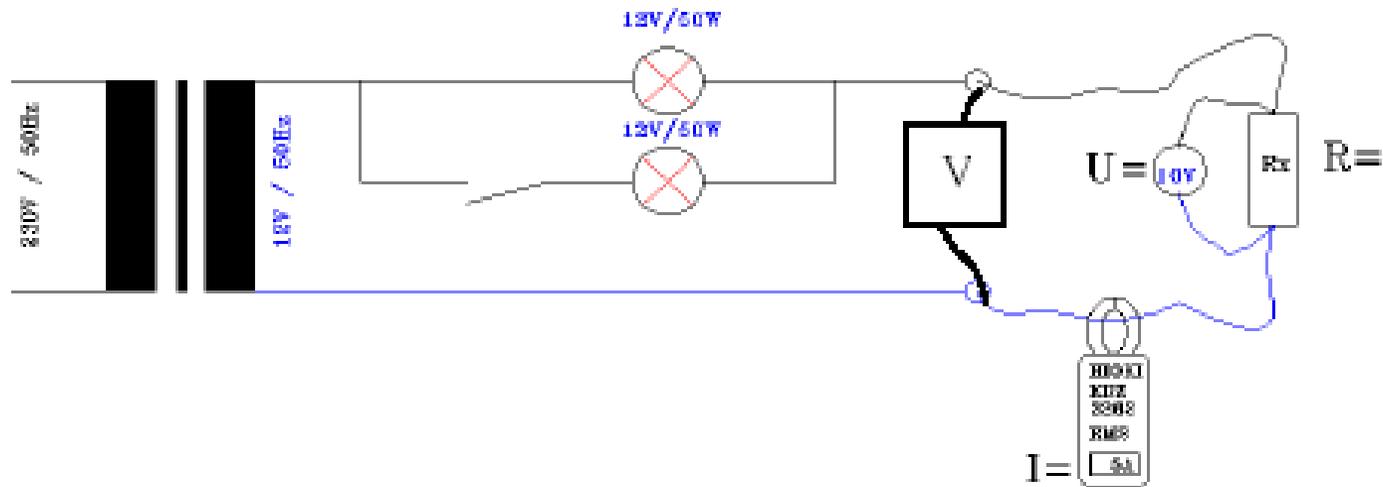
Retrofit von Erdungsanlagen

Alle Komponenten auf einen Blick



Überprüfung des Widerstandes

Vierpol Messung mit Prüftrafo



Messen und berechnen des Erdungswiderstandes $R =$

$$\frac{U}{I}$$

Messung im Felde



Messung im Felde



Erdungsanlage (Beispiele)



Erdungsanlage (Beispiele)



Erdungsanlage Beispiele



Erdungsanlage (Beispiele)



Erdungsanlage (Beispiele) Anschluss für PE/PA Schiene



PE/PA Schiene

Anschluss für PE/PA Schiene, maximale PE Kabellänge 3-5 Meter

Stehwellen Gefahr bei langen PE Leitungen!

Resonanzen!

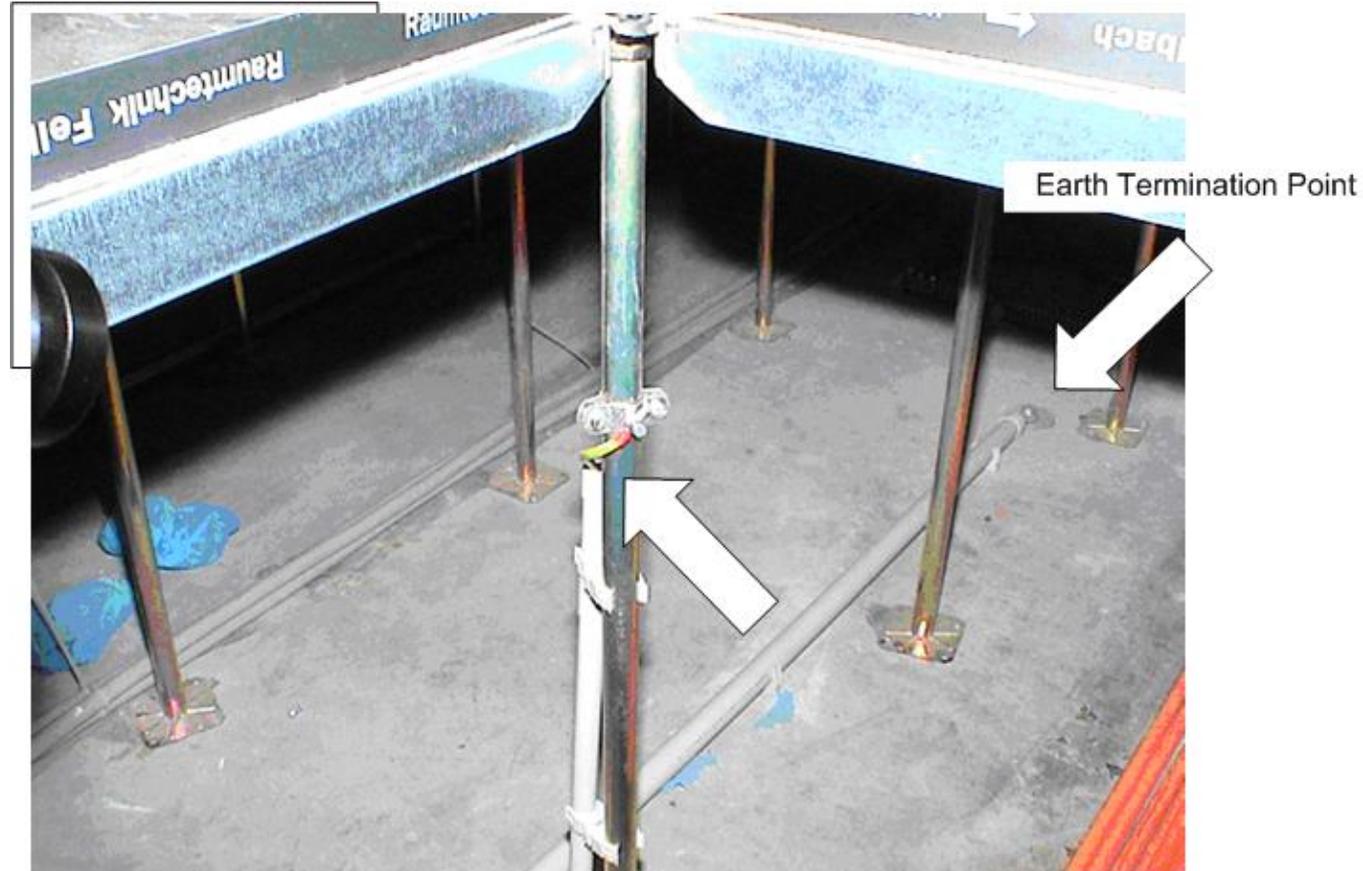
Maximale PE Kabellänge = $1/20 \lambda$



Wenn die „Noise“ PE Ströme zur Erde geleitet werden können, ohne dass sie einen Störspannungsabfall erzeugen, ist alles in Ordnung

Das erfordert einen Anschluss an Erde, der auf sämtlichen Frequenzen eine niedrige Impedanz hat.

PE/PA Schiene



PE/PA Schiene



Störschutzzonen/ Schirmschutzzone

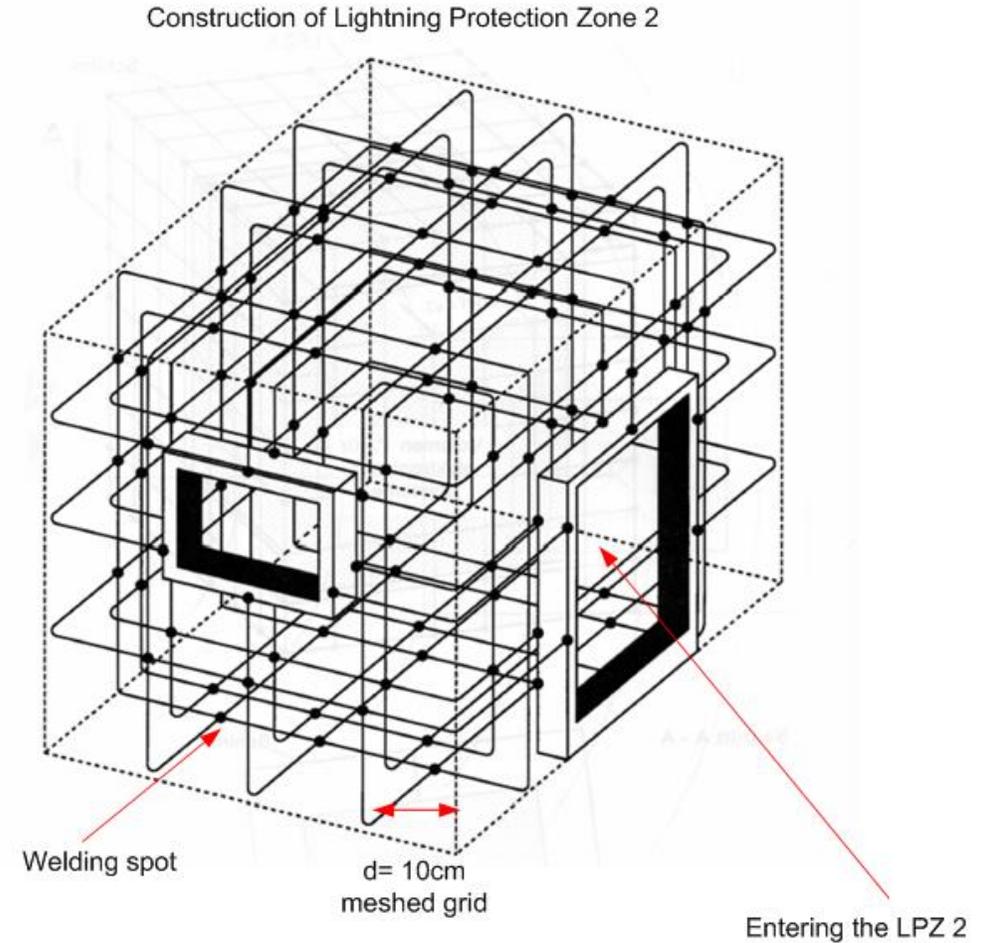
Übergang von Schirmschutzzonen

Vermaschung < 10cm für Blitzschutzzonen

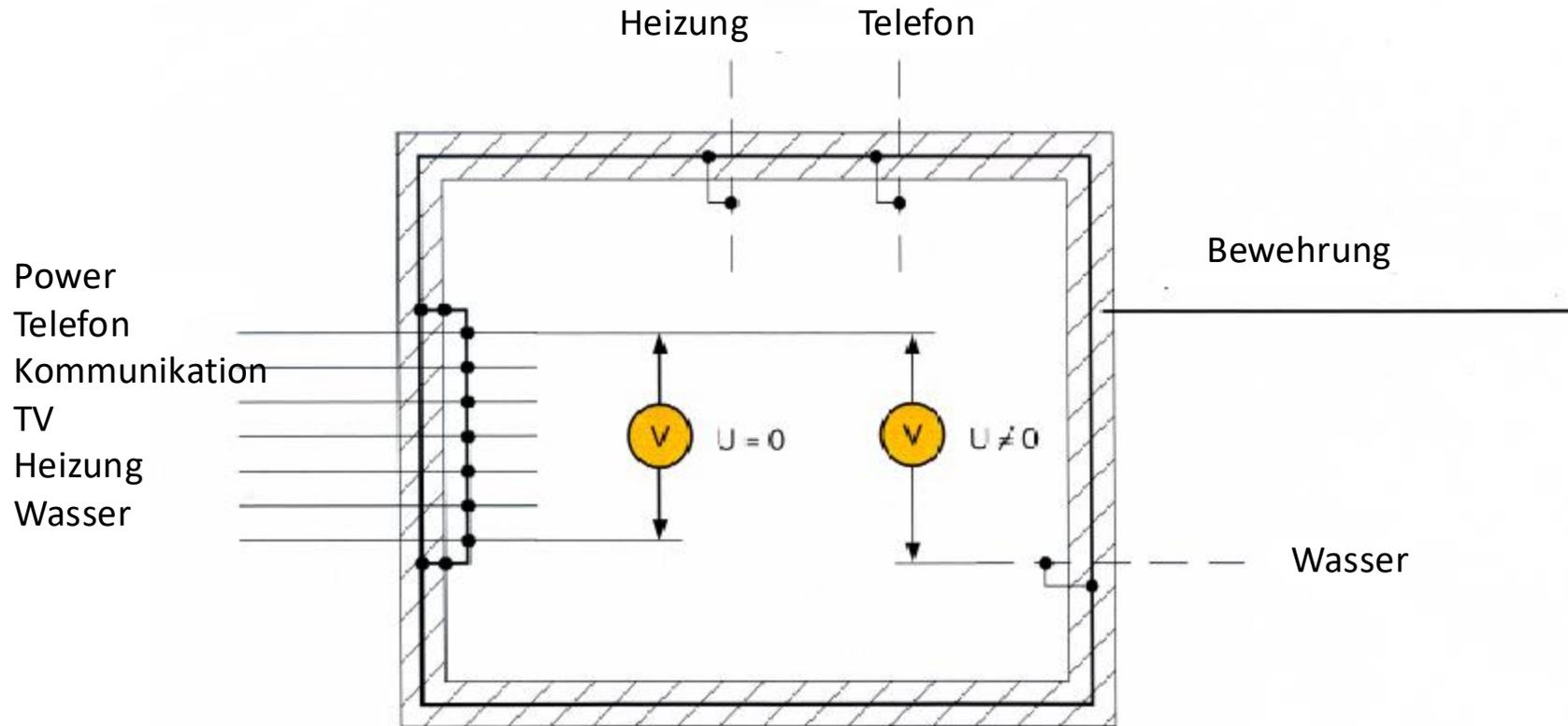
Für HPEM Schirm
< 1-2 cm Kupfer

20-30dB Schirmdämpfung für Blitzschutz

HPEM Schutz > 50dB



Übergang in die Schirmschutzzone (SSZ)

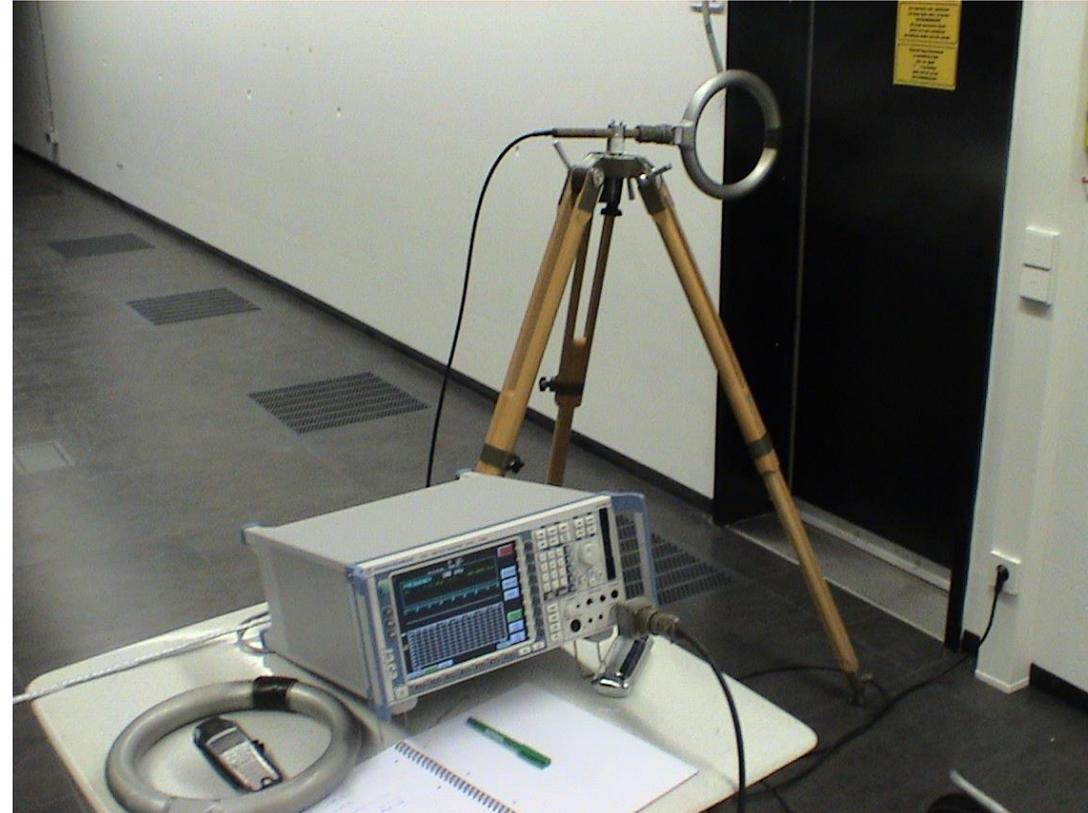


Common entering of lines = best solution
Distributed entering of lines = worst solution

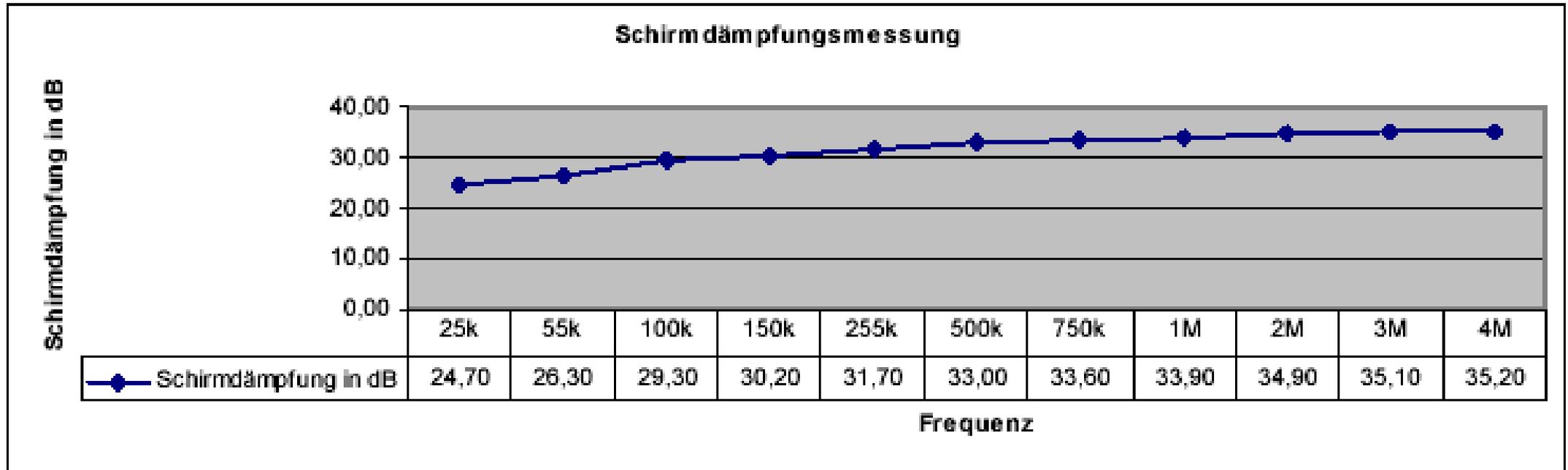
Schirmdämpfungsmessung



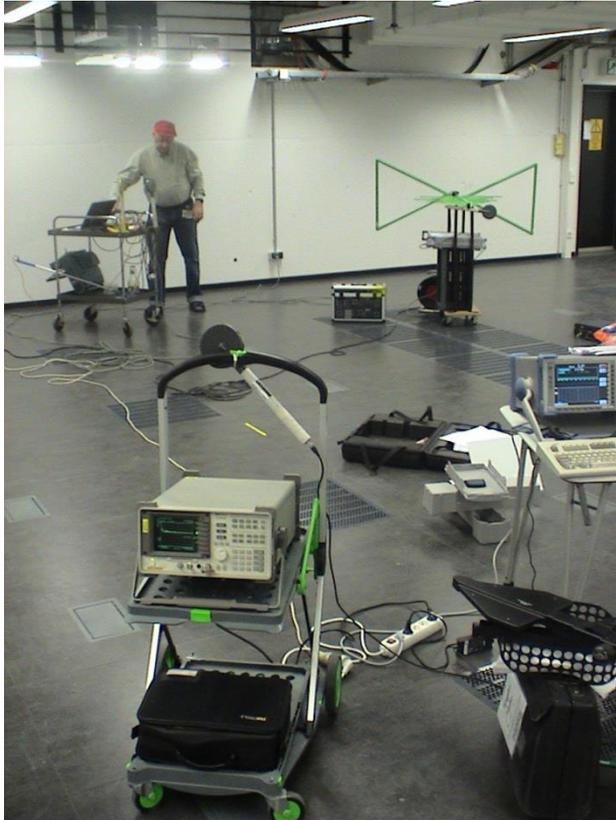
Schirmdämpfungsmessung



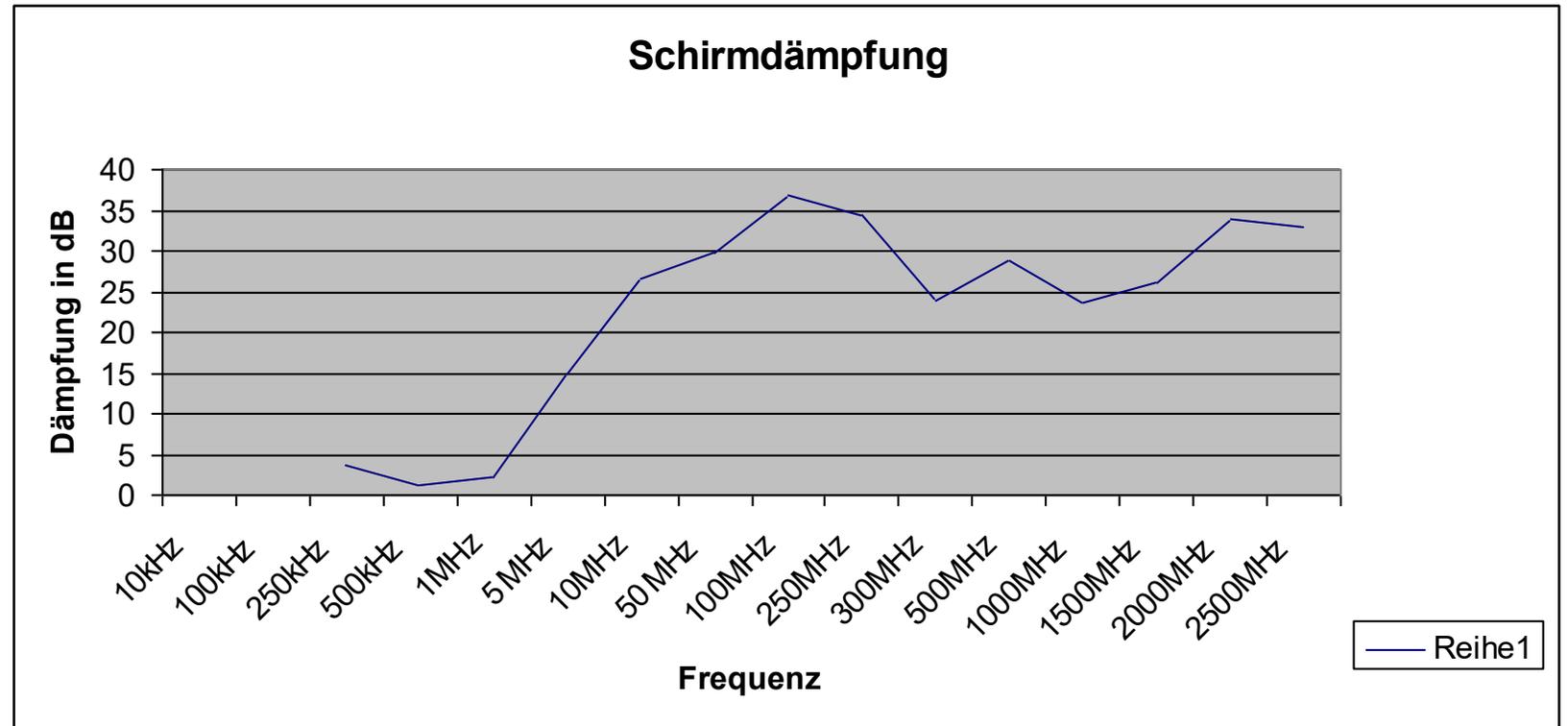
Schirmdämpfungsmessung



Schirmdämpfungsmessung

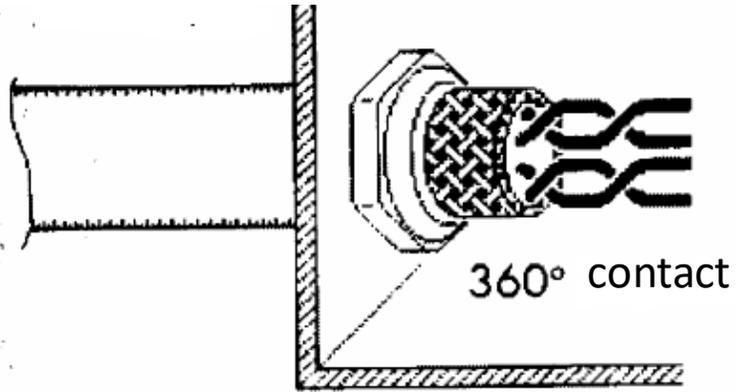


HPEM = High Power Electromagnetics

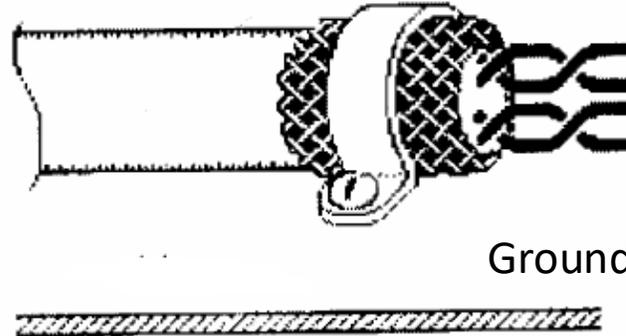


Kabelübergang in eine SSZ

Beste Lösung

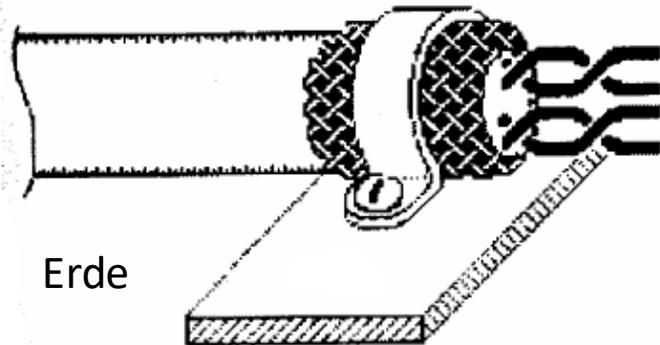


Dies ist in Ordnung

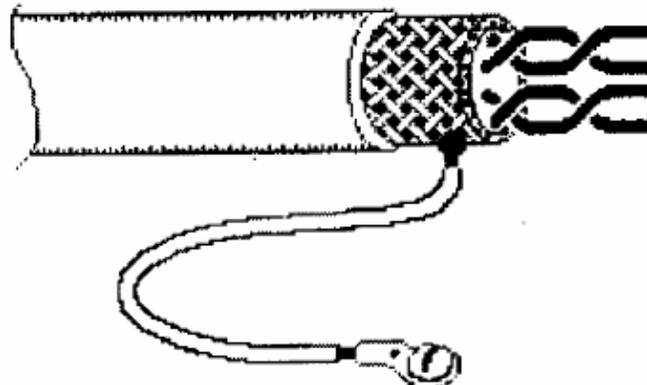


For interference zones and distribution units/cabinets

Akzeptable



Nicht akzeptable



Potentialausgleich im Rechenzentrum

DIN VDE 0100-540

Verstärkte Schutzleiter für Schutzleiterströme größer 10 mA – Teil 540 Abschnitt 543.7

In der Regel darf ein Gerät der Schutzklasse I einen Ableitstrom von 3,5 mA nicht überschreiten.



Sind Schutzleiterströme größer als 10 mA zu erwarten, müssen folgende Maßnahmen vorgesehen werden:

- Der Schutzleiter muss in seinem gesamten Verlauf einen Querschnitt von mindestens
 - 10 mm² Kupfer oder
 - 16 mm² Aluminium
- ein zweiter Schutzleiter ist zusätzlich zu verlegen, der mindestens den gleichen Querschnitt hat, wie es für den Schutz bei indirektem Berühren (Fehlerschutz) festgelegt ist, und bis zu dem Punkt der Anlage verlegt werden muss, an dem der Schutzleiter einen Querschnitt von 10 mm² Cu oder 16 mm² Al aufweist. Dies erfordert eine getrennte (zweite) Anschlussklemme für den Schutzleiter am Betriebsmittel (Gerät).

Schutzleiterströme – Teil 510 Abschnitt 516

Tabelle 1: Maximale Schutzleiterströme für Frequenzen bis 1 kHz (Quelle: DIN EN 61140 (VDE 0140-1):2016-11)

Betriebsmittelbemessungsstrom	maximaler Schutzleiterstrom bis 1 kHz
$\leq 2 \text{ A}$	1 mA
$> 2 \text{ A, aber } \leq 20 \text{ A}$	0,5 mA/A
$> 20 \text{ A}$	10 mA

Schutzleiterströme – Teil 510 Abschnitt 516

Tabelle 2: Maximale DC-Schutzleiterströme (Quelle: DIN EN 61140 (VDE 0140-1):2016-11)

Betriebsmittelbemessungsstrom AC	maximaler Schutzleiterstrom DC
$\leq 2 \text{ A}$	5 mA
$> 2 \text{ A, aber } \leq 20 \text{ A}$	2,5 mA/A
$> 20 \text{ A}$	50 mA

Telekommunikationstechnische Potentialausgleichsanlagen für Gebäude und andere Strukturen; EN 50310:2016 + A1:2020

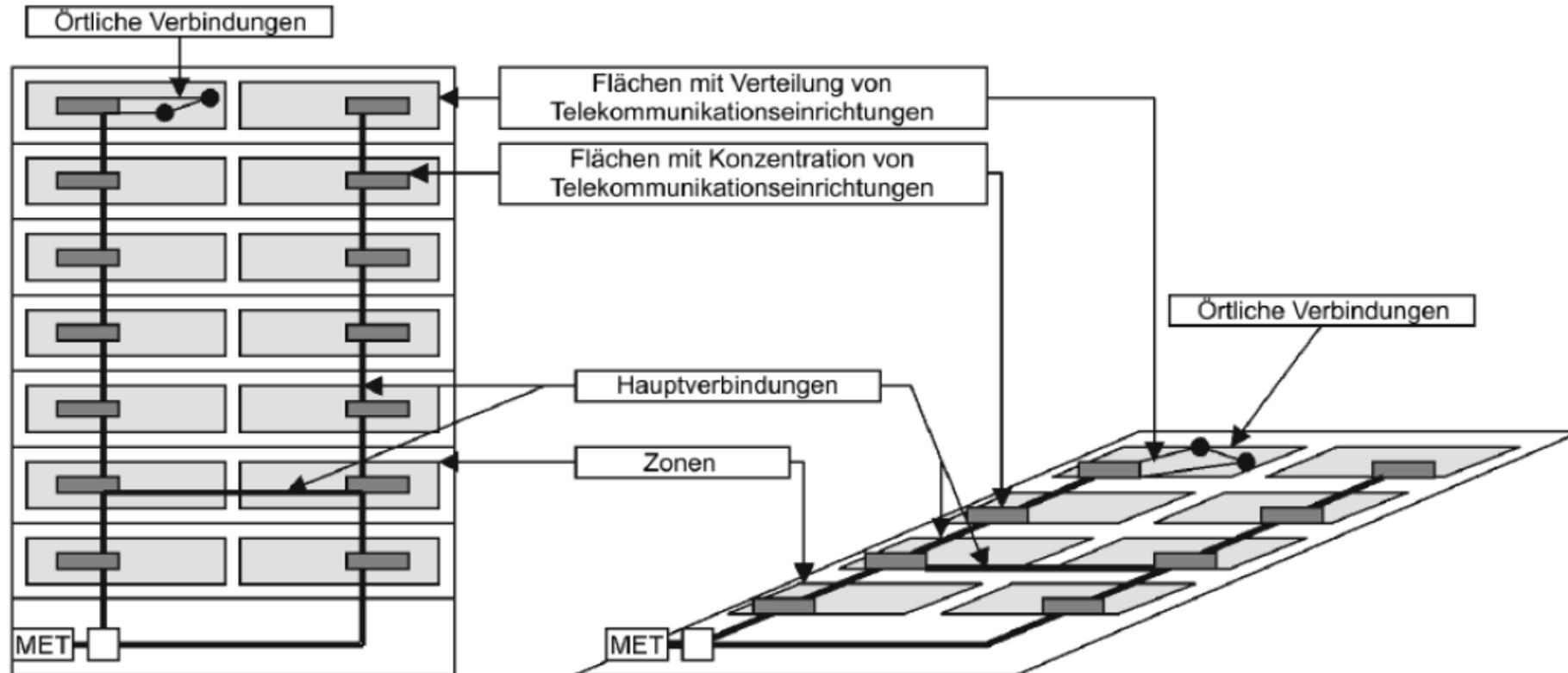
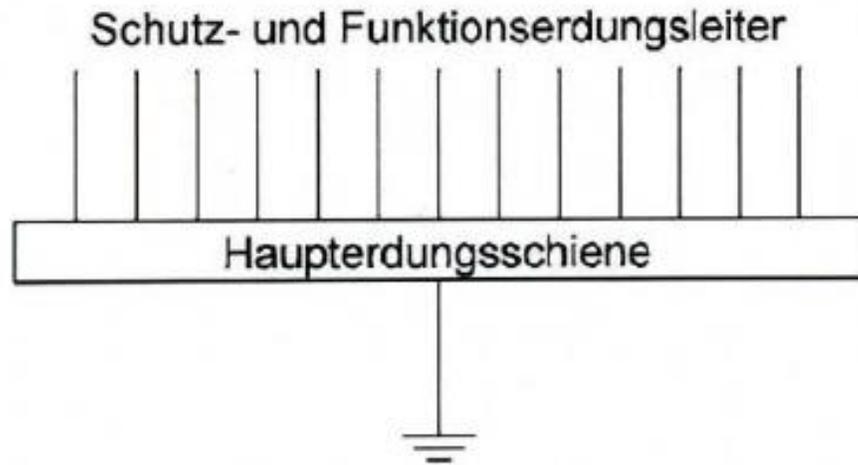
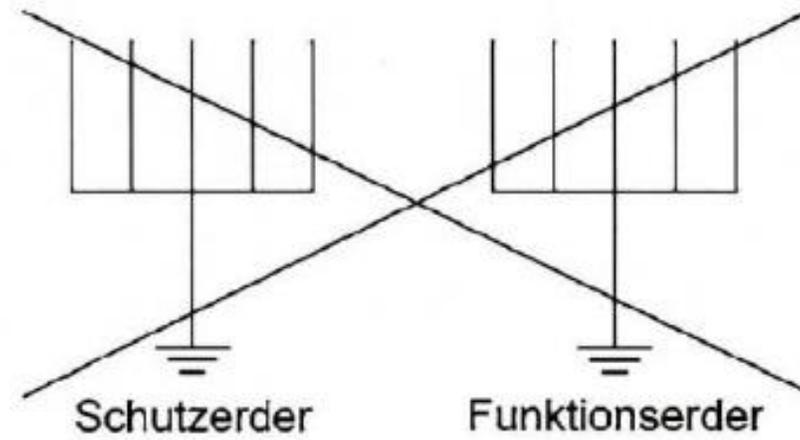


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Verteilung von Telekommunikations-einrichtungen und zugehöriger Potentialausgleichsverbindungen

Miteinander verbundene Erder



Miteinander verbundene Erder

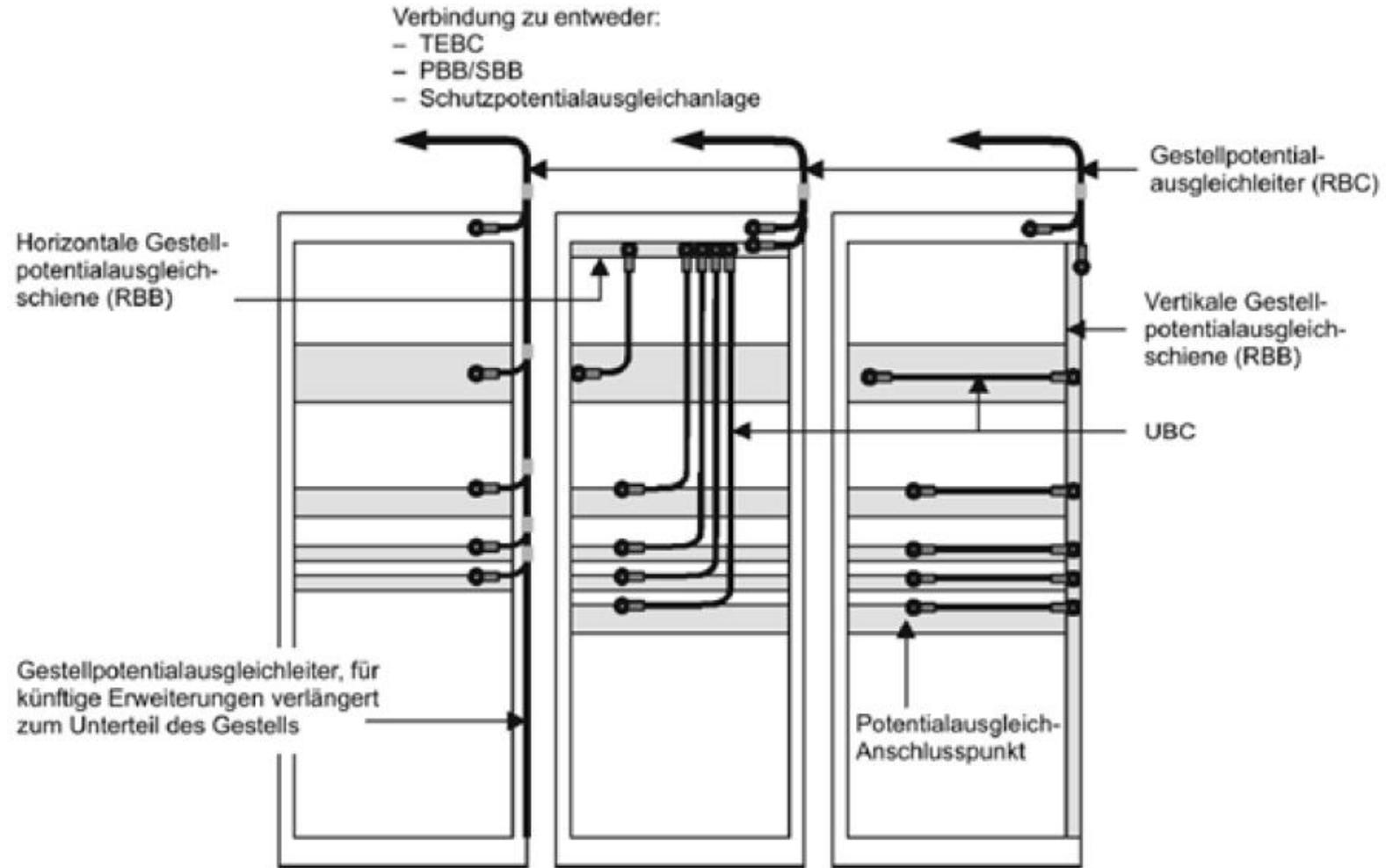


Getrennte Erder

EMV-Verbindung zur Gebäudebewehrung



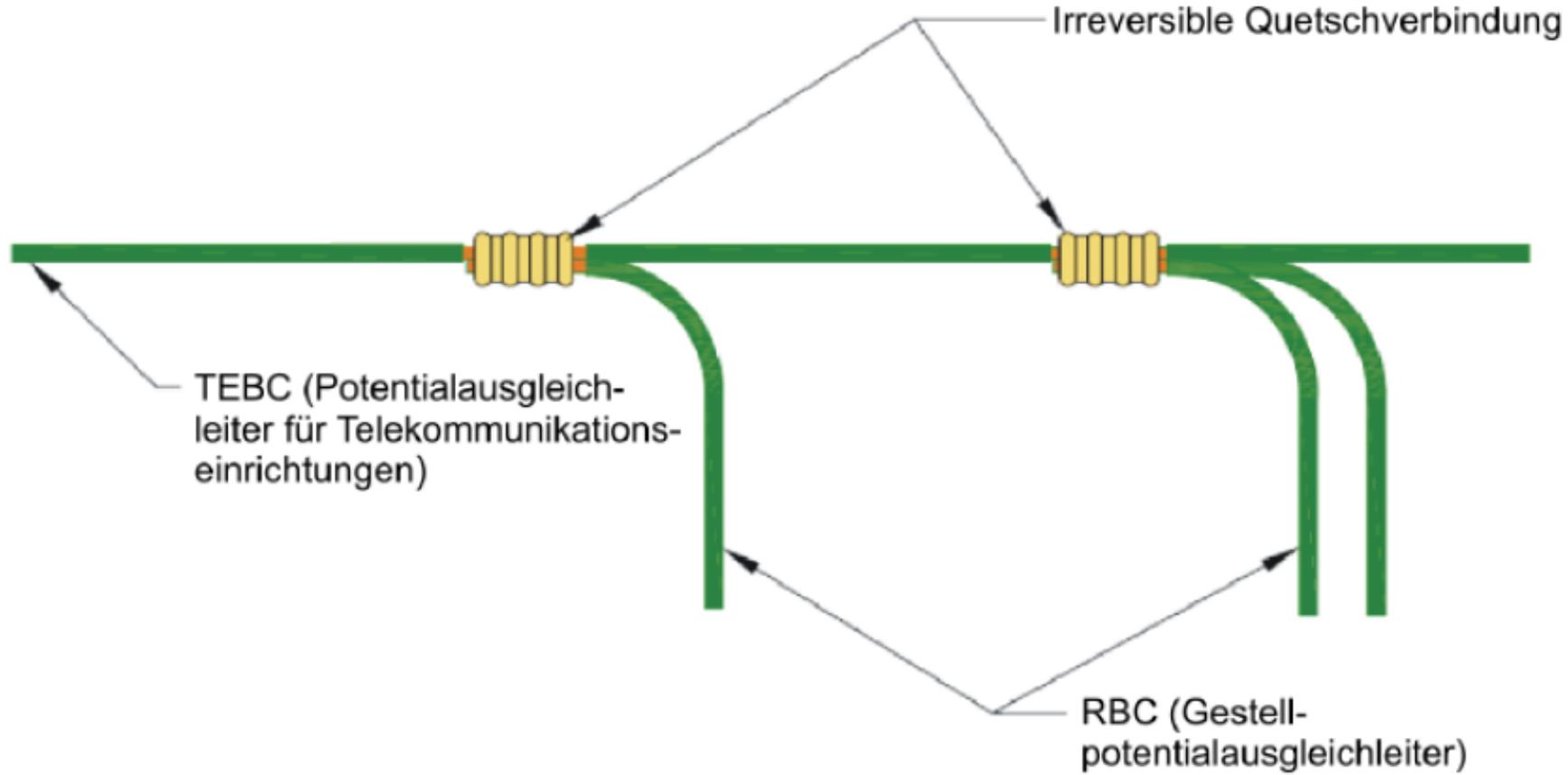
Beispiel für drei Verfahren zum Potentialausgleich von Einrichtung und Gestelle



Beispiel für eine Potentialausgleichsverbindung eines Schrankes zur Schranktür



Beispiel für den Anschluss des TEBC an den Gestellpotentialausgleichsleiter



Prüfungen Schutzpotentialausgleichsanlagen gemäß EN 50310:2016 + A1:2020

Anforderungen an den Gleichstromwiderstand für Schutzpotentialausgleichsanlagen

Verbindungen zwischen	Anforderung (Höchstwert) $\text{m}\Omega/\text{m}^{\text{a}}$
Sammelschienen in elektrischen Verteilern in einer Zone	2,5
Sammelschienen in elektrischen Verteilern in benachbarten Zonen	2,5
^a Beruhend auf der kürzesten Länge zwischen den beiden Punkten.	

Prüfungen Schutzpotentialausgleichsanlagen gemäß EN 50310:2016 + A1:2020

Anforderungen an den Gleichstromwiderstand für fest zugeordnete Telekommunikations-Potentialausgleichsanlagen

Verbindungen zwischen	Anforderung (Höchstwert) $\text{m}\Omega/\text{m}^a$
Jedem Punkt der Potentialausgleichsanlage und dem MET	1,67
Jeder primären Potentialausgleichsschiene (PBB) und einer angeschlossenen sekundären Potentialausgleichsschiene (SBB)	1,67
Jedem Verbindungspunkt zur Potentialausgleichsanlage innerhalb einer Zone und der angeschlossenen sekundären Potentialausgleichsschiene (SBB)	1,67
Primärer Potentialausgleichsschiene (PBB) oder sekundärer Potentialausgleichsschiene (SBB) zum Baustahl	1,67
^a Beruhend auf der kürzesten Potentialausgleichsleiter-Länge zwischen den beiden Punkten.	

Prüfungen / wiederkehrende Maßnahmen

Die Planung, d. h. die Periodizität, der Prüf- und Messverfahren sollte die Periodizität weiterer elektrischer Prüfungen berücksichtigen, sollte aber auch die klimatischen und natürlichen Umgebungsbedingungen und den Installationsgrad der im Gebäude oder den baulichen Anlagen untergebrachten elektrischen Einrichtungen in Betracht ziehen.

Hier sollte je nach Kritikalität der Anwendungen ein Zeitraum von 12 Monaten bis 48 Monaten festgelegt werden.



Lernstandskontrolle (28 Punkte)

Link:

<https://forms.office.com/Pages/ResponsePage.aspx?id=ZC88A35kcESc0jsIyp5-HUxNACphh5BPpv-9CHGtwYtUNEhDSDIKREcyVDAwR1EwUIVJSFIHRDFDWi4u>



Noch Fragen? – Vielen Dank!





Correct Power Institute GmbH

Technologie Zentrum Ruhr
Konrad-Zuse-Str. 1
44801 Bochum

Office: +49 234 - 609 30 898
mail@cp-institute.de

ANY
QUESTIONS
?



DCE academy – Rechte

Copyright

Alle Rechte für die gezeigten und den Teilnehmern überlassenen Schulungsunterlagen gehören der DCE academy sowie den jeweiligen Referenten der DCE academy (soweit durch Quell- und Urheberangaben nichts anders geregelt).

Die Vervielfältigung und Weitergabe auch in Teilen an Dritte ist nicht gestattet. Ebenso die Abspeicherung und/oder Veröffentlichung in Social Media, Internet oder sonstigen Medien.

Nutzungsrechte

Der/die Teilnehmer/in den Schulungen erhalten ein personenbezogenes Nutzungsrecht für die in dem gebuchten Kurs vorgestellten und übergebenen Schulungsunterlagen. Das Nutzungsrecht ist nicht übertragbar auf andere Personen, auch nicht innerhalb eines Unternehmens / Organisation.

