

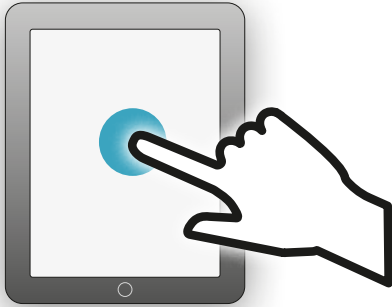


TOTALLY INTEGRATED POWER

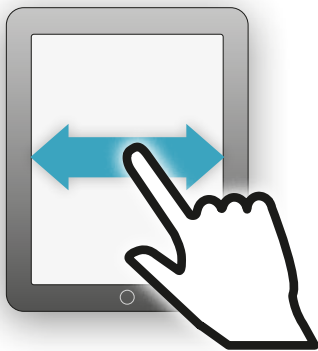
# Industrieanlagen Applikationen für die elektrische Energieverteilung

**SIEMENS**

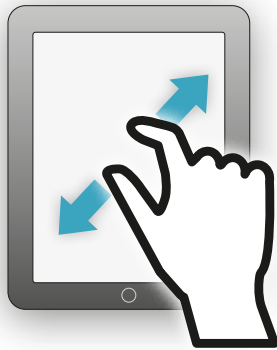
# Tipps zur Navigation



Für Navigation Bildschirm berühren



Horizontal Wischen, um zwischen den Einzel-seiten zu wechseln



Auf- und Zuziehen (Zoomen und Pinchen)

Inhalt
1
2
3
4
5
6
7



## Navigationsleiste

Auf jeder Seite finden Sie eine Navigationsleiste.

Klicken Sie auf die Kapitelbezeichnung/-nummer in der Navigationsleiste, um auf die Startseite des jeweiligen Kapitels zu wechseln.

Klicken Sie ganz oben auf „Inhalt“, um zum Inhaltsverzeichnis zu gelangen.

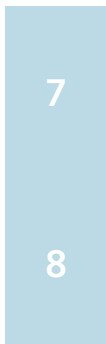
## Kapitelinhalt

7.1 Mittelspannungsschaltanlagen	68
7.2 Transformatoren	72
7.3 Niederspannungsschaltanlagen	76
7.4 Schienenverteiler-Systeme	78
7.5 Installationsverteiler	83

Auf der Kapitelstartseite finden Sie ein Verzeichnis der Unterkapitel.

Klicken Sie auf das Unterkapitel, um zum betreffenden Textabschnitt zu gelangen.

## Verweise auf Abbildungen und Tabellen



... bezogen auf die fünf Planungsebenen in Abb. 2/3 kann ein entsprechend fünfstufiges Planungsschema entwickelt ...

Wird im Text auf eine Abbildung (Abb.) bzw. Tabelle (Tab.) verwiesen, klicken Sie auf den Verweis, um zur entsprechenden Abb./Tab. zu springen, wenn sie auf einer anderen Seite steht.

Abb. 2/3: Phasen des Fabrikplanungsprozesses ...

Von einer Abbildung bzw. Tabelle kommen Sie wieder zurück auf die Seite der Nennung des Links bzw. in ihren Lesefluss, wenn Sie die unterste Schaltfläche in der Navigationsleiste betätigen (zur letzten Ansicht).

# Editorial

Industrieanlagen bilden ein System aus Produktionseinrichtungen, Transport- und Lagermöglichkeiten sowie Büro- und Infrastruktureinrichtungen. Die elektrische Energieversorgung eines solchen, heterogenen Systems ist eine zentrale Komponente, die alle Einrichtungen gemeinsam nutzen und die deren Funktionalität wesentlich beeinflussen kann. Deshalb sind bei der Planung die unterschiedlichsten betrieblichen und organisatorischen Anforderungen zu berücksichtigen.

Totally Integrated Power (TIP) von Siemens steht für ganzheitliche Lösungen bei der Planung der elektrischen Energieversorgung von Infrastruktur, Einrichtungen und Gebäuden in Industrieanlagen. Angepasst an die Fabrikplanung von Siemens liefert TIP den Ansatz für einen zuverlässigen und effizienten Betrieb der Anlagen.

Auf Basis der TIP-Expertise zeigt dieses Handbuch die Grundzüge auf, die es bei der Auslegung von Industrieprojekten während der ersten Planungsphasen zu beachten gilt. Qualität und Funktionalität der Produkte und Systeme von Siemens spezifizieren einen weiten Einsatzbereich und können so in vielfältiger Hinsicht dimensioniert und projektiert werden. Dabei darf jedoch das Gesamtprojekt und seine Rahmenbedingungen niemals außer Acht gelassen werden.

Dieses Handbuch kann Anregungen geben und aufzeigen, wie ein industrieanlagen-spezifisches Vorgehen aussehen kann. Eine darüber hinausreichende, projektspezifische Unterstützung erhalten Sie von den TIP-Ansprechpartnern bei Siemens.

Sebastian Büschel

Leiter Consultant Support Totally Integrated Power

# Inhalt

## Inhalt

1

- 1 Einleitung**  
(Virtualisierung, Agilität) **4**

2

- 2 Fabrikplanung**  
(MindSphere, Fertigungsprozess) **10**
- 2.1 Struktur der Fabrikplanung 11
- 2.2 Phasenmodell der Fabrikplanung 12
- 2.3 Digitale Fabrik 12

3

- 3 Energieversorgung und Energieverbrauch beim Fabrikbetrieb** **18**
- 3.1 Energieverbrauch und Produktionswert 19
- 3.2 Wirtschaftliche Belastungen durch Stromausfälle 21
- 3.3 Energieflussdiagramme 24
- 3.4 Smart Grid für die Industrie 26

4

- 4 Erstellung eines Planungskonzepts** **34**
- 4.1 Einspeisung 36
- 4.2 Einspeiseverteilung und Netzstruktur 38
- 4.3 Eigenerzeugung 39
- 4.4 Mittelspannungslastzellen und Niederspannungslastschwerpunkte auf Prozessebene 50
- 4.5 Beeinflussung des Motoranlaufs 59

5

- 5 Konzepterstellung für die elektrische Energieverteilung einer Getränkeabfüllanlage** **62**
- 5.1 Beschreibung der Getränkeabfüllanlage 62
- 5.2 Leistungsbedarfsabschätzung für die Anlage 65
- 5.3 Anschluss an das Versorgungsnetz 67
- 5.4 Festlegung der Lastschwerpunkte 67
- 5.5 Platzierung der Lastschwerpunktstationen am Beispiel von LC 4 69
- 5.6 Mittelspannungsnetzschutz 70
- 5.7 Anschluss der Photovoltaikanlage 70
- 5.8 Niederspannungsverteilungen für die Lastschwerpunkte 78

7

- 6 Konzepterstellung für die elektrische Energieverteilung einer Chemieanlage** **94**
- 6.1 Beschreibung des Luftzerlegungsprozesses 94
- 6.2 Verbraucher und Anforderungen 94
- 6.3 Netzauslegung und grundlegende Konzeptparameter 98
- 6.4 Auslegung der Mittelspannungsschaltanlagen 99
- 6.5 Dimensionierung der Motorabzweige in der Mittelspannung 105
- 6.6 Motorstart mit Blocktransformator 111
- 6.7 Generatorschutz 112
- 6.8 Netzschutzkonzept sowie Energiemanagement 113
- 6.9 Frontansichten und Raumplanung der Mittelspannungsschaltanlagen 118
- 7 Anhänge** **122**
- 7.1 Liste der aufgeführten Normen 122
- 7.2 Abkürzungsverzeichnis 125
- 7.3 Literaturverzeichnis 127
- 7.4 Einheitensystem 129

- Impressum** **132**



# 1 Einleitung

1

Die Reihe der Applikationshandbücher von Siemens zur elektrischen Energieverteilung setzt auf den allgemeinen Planungshinweisen, wie sie in den Planungshandbüchern (wie z. B. [1.1]) beschrieben sind, auf. Dabei werden die allgemeinen Konzepte und Beschreibungen hinsichtlich der speziellen Anforderungen der jeweiligen Applikationen konkretisiert. Im vorliegenden Applikationshandbuch wird ein Abriss der Anforderungen für Industrienetze unter Berücksichtigung von Digitalisierung und Einbindung der Eigenerzeugung erstellt und in Beispielnetzen umgesetzt. Die unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Aufgabenstellungen führen zu spezifischen Lösungsansätzen. Deren Analyse und Optimierung bezüglich der allgemein üblichen Kundenanforderungen, wie zum Beispiel:

- Kosteneffizienz (Investition und Betrieb)
- Umweltfreundlichkeit
- Zukunftssicherheit
- Betriebssicherheit

bilden die Hauptaufgaben eines Elektrofachplaners.

2

3

Im „Planungsleitfaden für Energieverteilungen“ [1.2] werden Konzeption, Umsetzung und Betrieb von Industrienetzen planungsgerecht in großer Detailtiefe und Ausführlichkeit beschrieben. Dieses Applikationshandbuch greift die Sachverhalte grundsätzlicher auf und verdeutlicht die Vorgehensweise anhand zweier Beispiele. Zusätzlich werden neuere Entwicklungen bei der Integration von Eigenerzeugungs- und Energiespeichersystemen vorgestellt sowie die weitreichenden Möglichkeiten angerissen, die Siemens bei der Planung und Erstellung von Industrieanlagen bietet. Es wird eine übergeordnete Struktur für das Vorgehen bei der Planung der elektrischen Energieversorgung von Industrieanlagen aufgezeigt, um die wesentlich umfangreicheren und fachlich tiefer gehenden Ausführungen von [1.2] schneller und einfacher einordnen zu können. Davon unbenommen sollte für ein optimales Vorgehen bei ausführlichen Planungsvorhaben auf die Ausführungen in [1.2] zugegriffen werden.

4

5

6

Zum einen kann dieses Applikationshandbuch also für den Einstieg in die Elektroplanung von Industrieanlagen genutzt werden und zum anderen als Quasi-Katalog bei Projektvorhaben von Unternehmen, Generalübernehmern und Fabrikplanern dienen. Unter letzterem Gesichtspunkt wird deutlich, dass die Durchgängigkeit einer zu erarbeitenden Projektlösung auch von der Durchgängigkeit des Know-hows beim Auftragspartner beeinflusst wird.

7

Besonderheiten von Industrienetzen sind (siehe [1.2]):

- Hohe Last- und Schaltanlagendichte
- Einfache Netzstrukturen, die übersichtliche Betriebsweisen erlauben

- Hohe Kurzschlussleistung und vergleichsweise hohe Kurzschlussstrombeanspruchung
- Hohe Versorgungszuverlässigkeit im Niederspannungsverteilnetz
- Einbindung von Eigenerzeugung und Energiespeicherung
- Enge Verknüpfung von Fertigungs-/Produktionsprozessen und Energiebereitstellung (Erzeugung, Speicherung, Verteilung)
- Starke Netzzrückwirkungen durch dynamische Verbraucher
- Hohe Benutzungsstundenzahlen für elektrische Betriebsmittel und Anlagen.

Zur Vereinfachung wird im Folgenden keine Unterscheidung zwischen Fertigung und Produktion gemacht. In der betriebswirtschaftlichen Fachliteratur wird üblicherweise unterschieden zwischen:

- Diskreter Fertigung = Unregelmäßiger Bedarf mit Einzel- oder Stückzahlanfertigung und typischerweise Wechsel der hergestellten Erzeugnisse von Zeit zu Zeit
- Serienfertigung = Zeit- und mengenbezogene Herstellung gleicher Erzeugnisse; stückzahlbezogene Beauftragung
- Prozessfertigung = Produktion = Chargen- und flussorientierte Herstellung; Unterscheidung zwischen Batch-Prozessen (diskontinuierlich) und kontinuierlichen Prozessen.

Da die Fertigungs-/Produktionsleistung einer Industrieanlage wesentlich von der Energieversorgung und damit auch von der elektrischen Energieverteilung abhängt, muss umgekehrt der Planer darauf drängen, möglichst detaillierte Vorgaben zu erhalten beziehungsweise sich diese selbst zu beschaffen, um eine optimal angepasste Lösung finden zu können. Dazu gehören unter anderem:

- Definition der Lasten: Idealerweise erhält der Planer einen Grundriss, auf dem die wesentlichen Lasten mit elektrischen Angaben verzeichnet sind
- Prozess- und Betriebsvorgaben – räumlich wie zeitlich
- Redundanz-, Verfügbarkeits- und Flexibilitätsanforderungen
- Platzierung und Kenndaten von Systemen zur Eigenerzeugung und Energiespeicherung samt gewünschter Betriebsweisen
- Kenndaten zu Stromeinspeisungen durch Übertragungs- oder Verteilnetzbetreiber.

In nahezu allen Fällen wird die Abstimmung der Randbedingungen für die Planung ein iterativer Prozess werden, bei dem das Zusammenspiel von Betreiber, Fabrikplaner, Architekt, Produktionsplaner, Elektrofachplaner und weiteren Beteiligten möglichst gut funktionieren sollte.

Über den Rahmen der „klassischen“ Zusatzkenntnisse bei der Elektrofachplanung für Industrieanlagen hinaus, wie zum Beispiel Erfahrungen bei Fabrik- und Produktionsplanung, Anlagen- und Maschinentechnik, Automatisierungs- und Gebäudetechnik, Effizienzbetrachtungen sowie Umwelt- und Qualitätsmanagement, muss der Planer heute die aktuellen Trends im Auge behalten:

- Digitalisierung der Industrie und Industrie 4.0
- Simulationen und Building Information Modeling
- Agilität und Nachhaltigkeit.

Diese Trends sowie die hardware- und softwareseitige Verknüpfung industrieller Prozess- und Fertigungstechnik mit der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) treiben den Fortschritt in allen Bereichen des industriellen Betriebs voran. Darüber hinaus ist die Industrie bereits seit einiger Zeit dabei, einen weiteren Schritt der Vernetzung vorzunehmen und sich den aktuellen Trends und Erfordernissen anzupassen: der intelligenten Verbindung zwischen Energietechnik und Prozess-/Fertigungstechnik. Das Energiemanagement übernimmt dabei eine wichtige Rolle, um Energieversorgung, Energieerzeugung, Energiespeicherung und Energieverteilung auf der einen Seite und Verfügbarkeit, Sicherheit, Effizienz sowie Flexibilität und Beschleunigung der Prozessabläufe auf der anderen Seite zu optimieren.

Das Miteinander bei der Integration und Umsetzung der einzelnen Trends wird zum Wegweiser für die Zukunftsfähigkeit eines Projekts, sei es „Greenfield“ oder „Brownfield“. Umgemünzt auf die Arbeit des Planers, analysiert er sein Projekt auf Grundlage

- der in der Vergangenheit gemachten Erfahrungen
- der aktuell gegebenen Möglichkeiten und Erwartungen
- der Anforderungen von Auftraggeber, Behörden, Öffentlichkeit und Umwelt in der Zukunft und bestimmt seine Lösungen in der Gegenwart.

## i) Industrie 4.0

Für die Unternehmen bedeutet Industrie 4.0 (kurz: I4.0) eine schrittweise Vertiefung der Digitalisierung über die industrielle Wertschöpfungskette:

- Digitalisierte Erfassung von Kennwerten und Prozessgrößen (Verwendung von Sensoren und Messgeräten)
- Nutzung digitaler Fertigungs- und Produktionstechnik (z. B. Aktuatoren, Robotik, 3D-Druck)
- Vernetzung der Geräte und Prozesse (Internet of Things: IoT, Big-Data- und Datenbankkonzepte wie z. B. MindSphere)
- Virtualisierung von Geräten, Anlagen und Systemen (digitaler Zwilling)

- Simulation und Analyse von Prozessen und Abläufen (Managementsysteme, Produktionsplanungssysteme)
- Automatisierung durch Steuerungstechnik (Steuerungen)
- Prognostizierung und Selbstregulierung durch Algorithmen und Expertensysteme.

Dies wird als stufenförmiger Industrie-4.0-Entwicklungspfad für den Übergang von Industrie 3.0 (Digitalisierung im herkömmlichen Sinn für IKT-Einsatz) zu I4.0 dargestellt (Abb. 1/1). Ähnlich aktuelle Schlagworte, bezogen auf die Fabrikplanung, sind „advanced manufacturing“, „factory of the future“, „smart factory“ oder „smart industry“. Der Begriff „Cyber-Physical System“ (CPS) steht für die Technologie und das Engineering, die dem Konzept I4.0 zugrunde liegen<sup>1)</sup>. Digitalisierung, CPS, IoT und cloud-basierte Webservices wie MindSphere sind elementare Bausteine von I4.0.

Ziel von I4.0 ist

- eine kostenoptimierte Flexibilisierung aller Schritte in der Wertschöpfungskette (Stichwort: Flexibilisierung)
- bei Schonung von Ressourcen und Umwelt (Stichwort: Effizienz und Umweltbewusstsein)
- verknüpft mit einer zeitnahen Analyse von Randbedingungen (Stichwort: Schnelligkeit)
- und der unkomplizierten Umsetzung von Entscheidungen (Stichwort: Anpassungsfähigkeit)
- unter Beibehaltung der geforderten Qualität (Stichwort: Qualität).

Letztlich konzentrieren sich die menschlichen Handlungen in der idealisierten Welt der vollständigen Machine-to-Machine-Kommunikation (M2M) vor allem auf die Planungsphase sowie die Behebung späterer Störungen im Produktions- beziehungsweise Betriebsablauf.

<sup>1)</sup> Anmerkung: Cyber-Physical-Systeme spielen nicht nur für I4.0 eine entscheidende Rolle, sondern sind Treiber bei vielen Zukunftsthemen wie Smart Grid, intelligente Mobilität, Active-Assisted Living (AAL) oder E-Health.

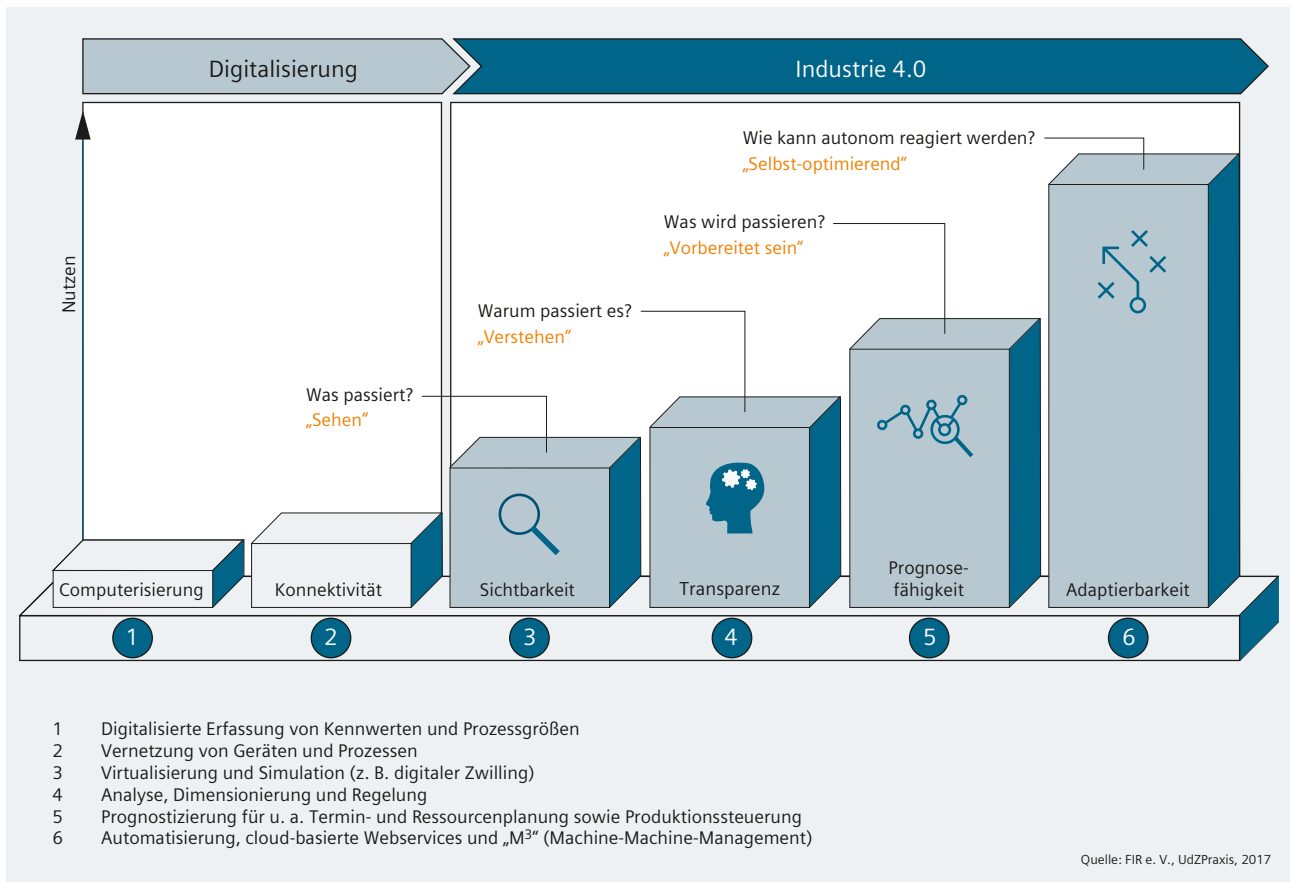


Abb. 1/1: Industrie-4.0-Entwicklungspfad für die digitale Transformation von Unternehmen [1.3]

## ii) Building Information Modeling (BIM)

Ein wichtiger Baustein für die Planung von Industrieanlagen für I4.0 ist die Integration von BIM in den Fabrikplanungsprozess. Bei der Modellierung sind die Querverbindungen und Überlappungen zwischen Systemen und Prozessen zu beachten, die zumeist komplett eigenständig geplant worden sind:

- Anlagentechnik
- Gebäudetechnik
- Energietechnik
- IKT-Systeme
- Architektur
- Geschäftsprozesse
- Fertigungs- bzw. Produktionsprozesse
- Logistikprozesse.

BIM ist ein erster Schritt hin zur integrierten Planung. Fachplaner erstellen separate, digitale Teilmodelle, die dann in einem Zentralmodell zur weiteren Nutzung hinterlegt bleiben. Das virtuelle Modell begleitet die Fabrik über den gesamten Lebenszyklus: von der Planung

über den Bau und Betrieb zur Um- oder Nachrüstung bis hin zum Rückbau.

BIM geht weit über die herkömmliche 3D-Planung hinaus und ist als gebäude- und prozessübergreifendes Koordinierungs- und Optimierungskonzept [1.4] zu betrachten. Zusätzlich zu 3D-Daten für die Geometrie der Gebäude-Modelle sind die Daten für die weiteren Dimensionen der Bauinformationsmodelle zu sammeln [1.5]:

- 4D – Bauzeitplanung
- 5D – Baukostenplanung
- 6D – Lebenszyklus-Informationen, die für den Betrieb kennzeichnend sind.

Die BIM-Ziele sind entsprechend der Richtlinie VDI 2552 Blatt 1 wie folgt:

- Optimierung der Planungsqualität
- Erhöhung der Kostensicherheit
- Bauwerkseffizienz und/oder bessere Lebenszyklusbetrachtungen
- Risikominimierung durch Anforderungsmanagement, Bauablaufmodelle und integrierte Terminmodelle



- Bessere Übersichtlichkeit und Kontrollmöglichkeiten durch Datensammlung und -verwaltung mit einem zentralen Datenmanagement
- Bereitstellung eines standardisierten Werkzeugs mit erweiterten Möglichkeiten für Vermarktung und Öffentlichkeitsarbeit.

Als grundlegende Vorteile lassen sich der standardisierte und strukturierte Informationsaustausch sowie die übergeordnete Speicherung der Projektdaten ableiten (wie z. B. in Abb. 1/2). Dadurch können Inkompatibilitäten, Koordinationsprobleme, Überschneidungen, Redundanzen, Inakzeptanz, Umweltbelastungen und daraus resultierend Zeitprobleme, Zusatzkosten sowie Unzufriedenheit vermieden werden.

Passend dazu werden in der deutschen Richtlinie VDI 2552 Blatt 1 die Leistungsphasen des Planungsprozesses nach HOAI (deutsche Honorarordnung für Architektur- und Ingenieurleistungen) angegeben. Während nach VDI 2552 Blatt 1 die Grundlagenermittlung und Vorplanung (Leistungsphasen 1 und 2 nach HOAI) erst im Data Drop 3 (Projektentwicklung) erfolgen soll, wäre es angesichts der Vorteile einer frühzeitigen Abstimmungsmöglichkeit mit dem Elektrofachplaner wünschenswert, diesen bereits bei der Bedarfsermittlung einzubeziehen (Tab. 1/1).

Zu beachten ist, dass bei der Fabrikplanung (siehe Kap. 2) die Berücksichtigung der Betriebsprozesse eine wichtige Rolle spielt. Demzufolge ist gerade der BIM-Modellansatz mit Zeit und Kosten als ergänzende Entscheidungsfaktoren für die Planung von Industrieanlagen besonders interessant. Entsprechend den vielen Faktoren, die es zu berücksichtigen gilt, vervielfältigt sich der Informationsbedarf. Zudem können Ungenauigkeiten oder gar fehlende Informationen und Abschätzungen zu aufwändigen Schleifen führen. Darum sollte gerade beim Planungsaufwand für Industrieanlagen eine starke Gewichtung auf die ersten drei Meilensteine von Tab. 1/1 gelegt werden, sowohl zeitlich als auch kostenmäßig. Durch die

Steigerung des Detaillierungsgrads wird im Phasenmodell der planerische Aufwand für Information, Dokumentation, Abstimmung und Integration stetig zunehmen, sodass eine digitale Grundlage für Pläne, Berechnungen, Simulationen und Belege, mit BIM als Arbeitswerkzeug, an Bedeutung gewinnen wird.

**iii) Agilität und Nachhaltigkeit**

Richtigerweise, und um den Begriff nicht mit der Hundesportart „Agility“ (englischer Begriff für Agilität) zu verwechseln, sollte der Ausdruck „Business Agility“ verwendet werden. Gemeint ist damit die schnelle Reaktion eines Wirtschaftssystems auf Änderungen. Dies kann auf die gesamte Geschäftsumgebung und damit auch auf die Planung von Industrieanlagen umgemünzt werden. Gerade die intensive Zusammenarbeit von Beteiligten, die Umsetzung und Dokumentation von Ergebnissen für andere Planungsbeteiligte sowie die Erstellung optimaler Lösungen, die auch andere Gewerke bedenkt, kann ein agiles Plus bedeuten. Dabei wird die elektronische Dokumentation, wie bei BIM gefordert, erfolgreich eingesetzt.

Kernbegriffe im Zusammenhang mit Agilität sind Flexibilität und Dynamik, die besonders bei der zunehmenden Komplexität und den zeitkritischen Anforderungen der Planung helfen sollen. Der steigende Datenumfang muss nicht nur aufgezeichnet und gespeichert, sondern auch verarbeitet und in Prozessaktualisierungen sowie Anlagenanpassungen umgesetzt werden.

Wichtige Kriterien für Aktionen können – wie stets unverbindlich formuliert wird – Wirtschaftlichkeit, Umweltfreundlichkeit und Nachhaltigkeit sein.

Data Drop (Meilenstein)	Projektphase BIM	Leistungsphasen der HOAI
1	Konzeptstudie	
2	Bedarfsermittlung	Grundlagenermittlung
3	Projektentwicklung	Vorplanung
4	Entwurf / Genehmigung	Entwurfs- und Genehmigungsplanung
5	Ausführung	Ausführungsplanung, Bauüberwachung
6	Projektabschluss	Bauüberwachung, Dokumentation, Abnahme
7	Betrieb / Nutzung	

Tab. 1/1: Meilensteine (Data Drops) für die BIM-Planung (nach VDI 2552 Blatt 1) in Relation zu HOAI-Planungsschritten

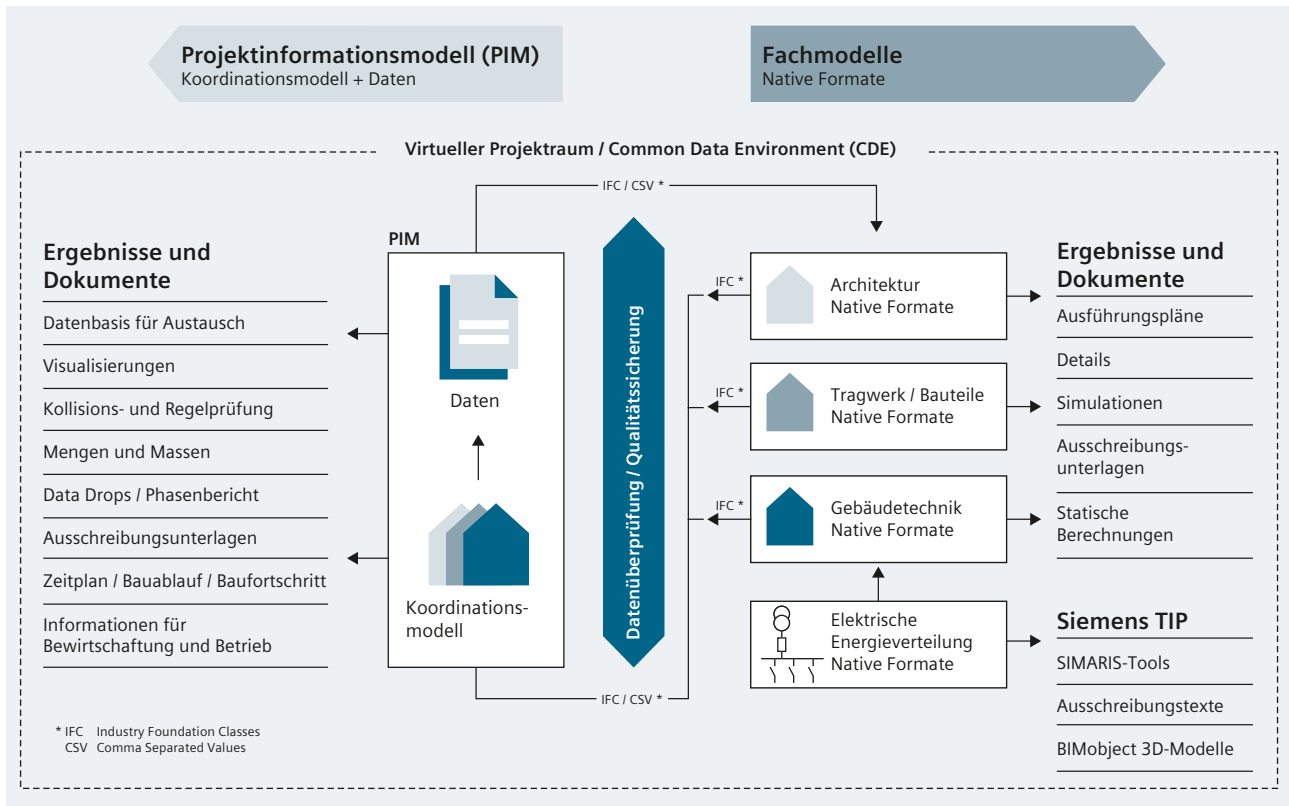


Abb. 1/2: Schematische Darstellung eines standardisierten Datenaustausches bei BIM [1.6]

Das eigentliche Dilemma der Agilität ist das scheinbare Aufgeben eines klar strukturierten Ablaufplans, wie in der HOAI formuliert, zugunsten überlappender Phasen, um Zeit und gegebenenfalls Kosten zu sparen. Während die aktuellen Ausprägungen von BIM die Planung in Richtung einer einheitlichen Prozessführung und Verwendung von Tools lenkt, wird durch die Agilität bei Planungsprojekten die Interaktion und die Reaktion auf Veränderungen hervorgehoben. Die Bedeutung dieser Punkte nimmt gerade hinsichtlich Entwicklungen, Verbesserungen und Abstimmung bei der Planung von Planungsschritt zu Planungsschritt zu.

Wenn aber ein Bauherr nur wenige Vorstellungen über ein Projekt hat und das Planungsziel nur sehr grob umrissen wurde, unterstützen agile Methoden den Projektfortschritt. Dann helfen zumeist nur iterative und inkrementelle Vorgehensweisen: Man arbeitet in zahlreichen Planungsteams in kleinen Schritten, mit voller Transparenz zwischen den einzelnen Teams. Transparenz ist wichtig, um Verständnis für Kundenanforderungen, Architekt und Planungskollegen zu entwickeln. Es werden Planungsziele entwickelt und diese in Planungsansätze umgebildet. Die Ergebnisse werden überprüft und die Ziele und Anforderungen angepasst.

Durch Agilität bei der Planung wird die Bedeutung der ersten Leistungsphasen gesteigert (siehe Tab. 1/1; HOAI: LP1 und LP2; BIM: Konzeptstudie bis Projektentwicklung) und BIM kann ein wichtiger Baustein agiler Planung sein. Insbesondere im Hinblick auf einen weiteren Trend: Eine „disruptive“ Vorgehensweise soll komplexe Aufgaben in kleine Teilstücke beziehungsweise umfassende Modelle in Teilmodelle zerlegen, mit denen Fachleute schneller und mit spezieller fachlicher Kompetenz arbeiten können. Durch die Verknüpfung der einzelnen Fachergebnisse und durch den strukturierten Datenaustausch innerhalb eines BIM-Projektinformationsmodells (siehe Abb. 1/2) können automatisierte Überprüfungen und Feedbacks erfolgen. Diese erleichtern und beschleunigen die Analyse, Koordination und Dokumentation bei der Projektplanung.



# Kapitel 2

## Fabrikplanung (MindSphere, Fertigungsprozess)

2.1 Struktur der Fabrikplanung	11
2.2 Phasenmodell der Fabrikplanung	12
2.3 Digitale Fabrik	12

# 2 Fabrikplanung

Inhalt

1

Wissenschaftlich wird die Fabrikplanung einer eigenen Sparte, den Fabrikwissenschaften zugeordnet. Interessant ist dabei die Multidisziplinarität, die nicht nur durch technisches Wissen und betriebswirtschaftliche Gedanken begrenzt ist, sondern auch durch sozialen, naturwissenschaftlichen und selbst geisteswissenschaftlichen Fortschritt (Abb. 2/1) beeinflusst wird [2.1].

2

In der VDI-Richtlinie 5200 Blatt 1 wird die Fabrikplanung wie folgt definiert: „Systematischer, zielorientierter, in aufeinander aufbauende Phasen strukturierter und unter Zuhilfenahme von Methoden und Werkzeugen durchgeführter Prozess zur Planung einer Fabrik von der Zielfestlegung bis zum Hochlauf der Produktion“. Unterschieden wird zwischen:

- Neuplanung (Greenfield)
- Umplanung (Brownfield), dazu gehören zum Beispiel Anpassungen, Umbau, Erweiterungen, Optimierungen
- Stilllegung und Rückbau (Shutdown)
- Standort-Revitalisierung (Greyfield).

3

Grundsätzlich liegt der Fabrikplanung stets eine unternehmerische Strategieentscheidung zugrunde, unabhängig davon, ob interne oder externe Ursachen oder eine Mischung daraus der Anlass dafür sind. Allgemein gilt, dass die Fabrik rentabel, flexibel anpassbar sowie sozial- und umweltgerecht sein soll.

Für den Planungshorizont unternehmerischer Entscheidungen kann unterschieden werden zwischen [2.2]:

- Strategischer Planung (Zeithorizont 5 Jahre und mehr)
  - langfristiges Unternehmensziel
- Taktischer Planung (Zeithorizont 2-3 Jahre)
  - Betriebs- und Zielabgleich mit Marktgegebenheiten
- Operativer Planung (Zeithorizont 1 Jahr)
  - Aktionen und Mittel zur Planzielerreichung.

Die Fabrikplanung kann schematisch nach [2.3] in ein Strukturdiagramm (Abb. 2/2) eingeordnet werden.

4

5

6

7

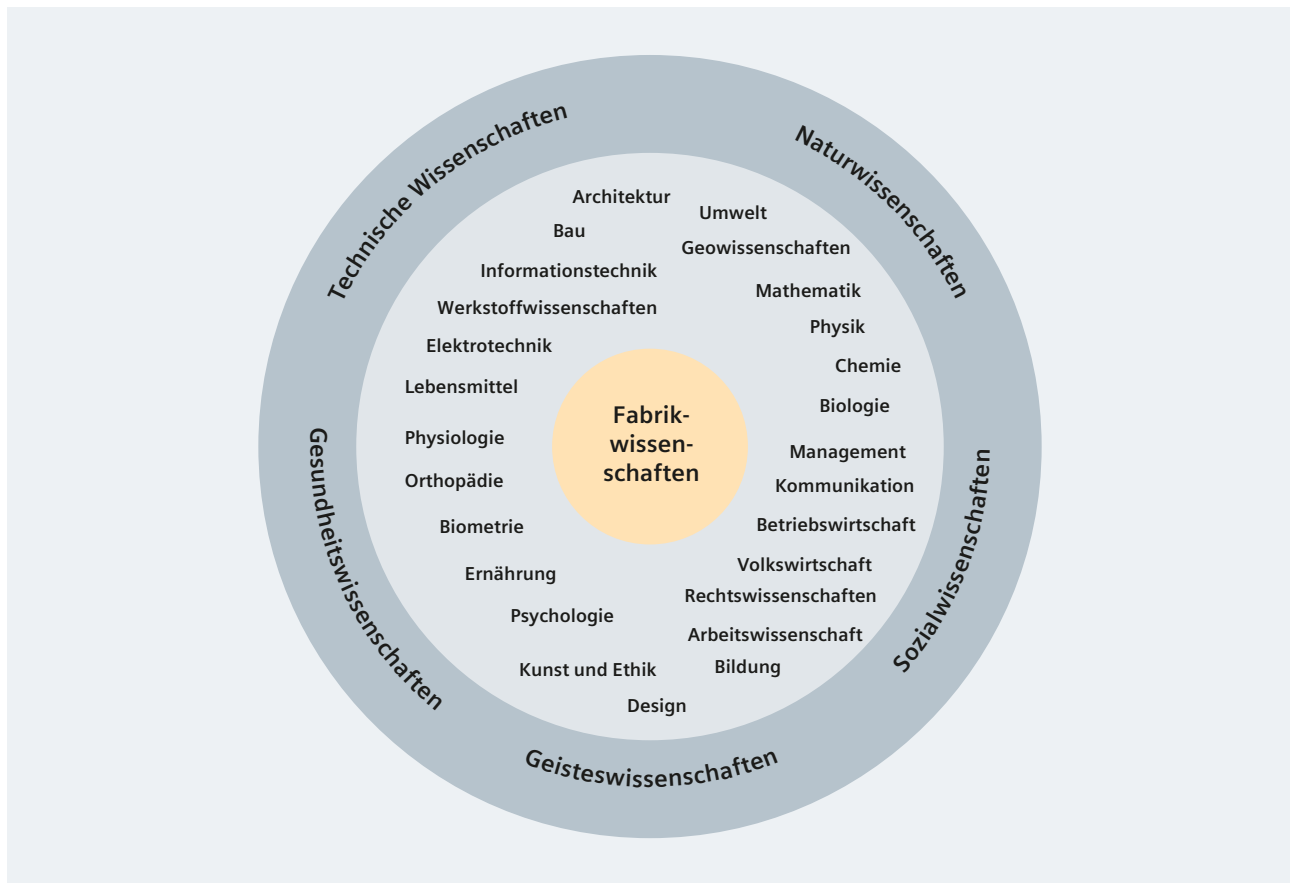


Abb. 2/1: Multidisziplinarität der Fabrikwissenschaften, ausgerichtet an FOS-Kategorisierung der OECD [2.4]

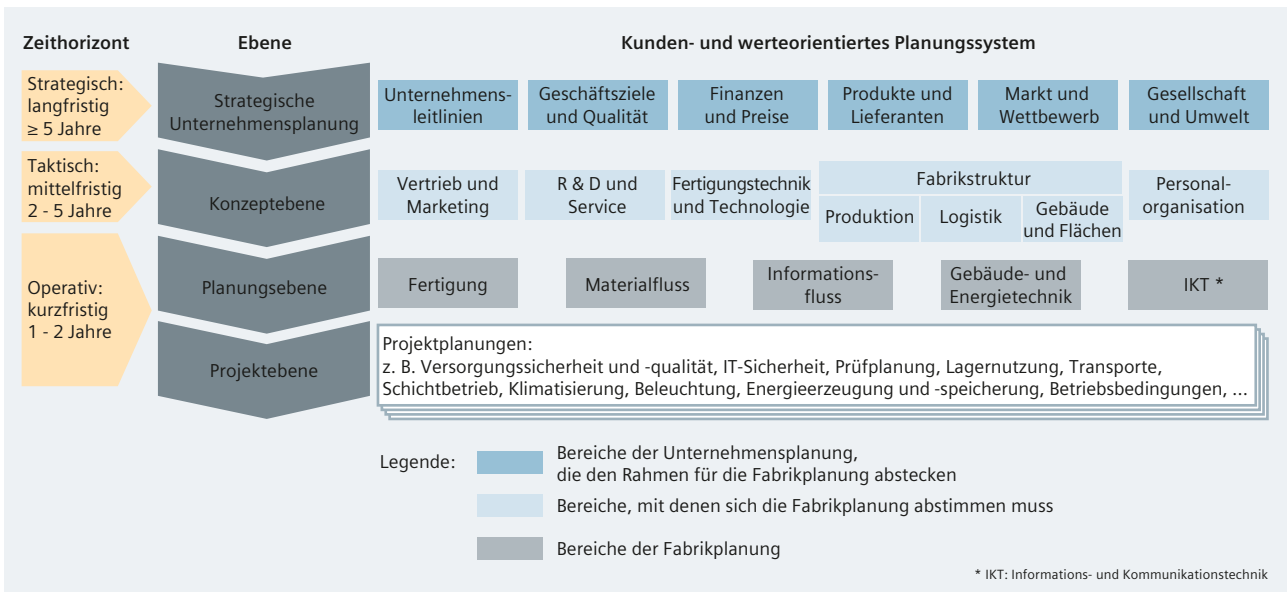


Abb. 2/2: Struktur eines ganzheitlichen Planungssystems ähnlich VDI 3637

## 2.1 Struktur der Fabrikplanung

In der Regel wird die Unternehmensleitung (oder bei kleineren Umplanungen zumindest deren Vertretung) der Impulsgeber für eine Fabrikplanung sein. Ausgangspunkt bilden Strukturkonzepte, die von der Unternehmensleitung genehmigt werden müssen. Gemäß Richtlinie VDI 3637 bilden

- das produktionstechnische Strukturkonzept (technologisch),
- das logistische Strukturkonzept (ablauforganisatorisch)
- und das bautechnische Strukturkonzept (städtebaulich)

diesen Rahmen für die Fabrikplanung (Abb. 2/2 zeigt auf Basis der Richtlinie VDI 3637 eine Detaillierung der Planungsstruktur). Bereits hier wird deutlich, wie wichtig ein BIM-konformes Planungsvorgehen mit einem digitalen Zwilling zukünftig werden wird.

Vorteile durch die Standardisierung von Planungsprozessen sind unter anderem:

- Wiederverwendbarkeit von Planungsergebnissen
- Erleichterung bei Dokumentation und Archivierung von Daten.

In der Konzeptebene sollen beispielsweise Entscheidungsvorlagen erarbeitet werden, die Angaben zum vorgesehenen Budget und zur Wirtschaftlichkeit von Investition und Betrieb ebenso wie zum voraussichtlichen Zeitrahmen für die Realisierung und für Möglichkeiten zukünftiger Anpassungen enthalten. Bereits in der Konzeptionsphase

können einfache Modelle und Simulationen den Planer unterstützen, sodass er von Routinetätigkeiten entlastet wird. Bei der digitalen Modellierung mit BIM (siehe VDI 2552-1 und Kap. 1) wird dies durch das Konzept der zunehmenden Detailtiefe (LoD) für die Planungsphasen umgesetzt. Der Modelldetaillierungsgrad LoD wird durch die für die jeweilige Planungsstufe (Grad der Modellfertigung oder Modellreife: LOD) benötigte Datentiefe zu wirtschaftlichen, technischen und geometrischen Informationen definiert:

$$LoD (= LOD) = LoI + LoG$$

Modelldetaillierungsgrad (Modellfertigungsgrad) (LoD) = Datentiefe der technischen und betriebswirtschaftlichen Informationen (LoI) + Datentiefe der geometrischen Angaben (LoG)

Das bedeutet: Für die Ausführungsplanung müssen die Informationen weiter verfeinert und das entwickelte Fabrikkonzept mit weiteren Details möglichst realitätsnah umgesetzt werden. Für diese Arbeiten existiert ein hohes Potenzial für die effektive Nutzung der Werkzeuge der „Digitalen Fabrik“ (Kap. 2.3). Diese beschleunigen den Planungsprozess, indem sie den beteiligten Planern Workflows aufzeigen, zum Beispiel mit standardisierten Musterlösungen. Beispiele hierfür sind das schnelle Modellieren und Anordnen von Produktionsanlagen oder Teilen der Gebäudetechnik, beispielsweise Rohrleitungen, mit Hilfe von Bibliotheken oder Funktionen („Features“).

## 2.2 Phasenmodell der Fabrikplanung

Die Fabrikplanung, insbesondere für Neuplanung und Umbau, kann ebenfalls in Phasen unterteilt werden. In der VDI-Richtlinie 2552 Blatt 1 wird ein entsprechendes Phasenmodell spezifiziert. Verglichen mit den Leistungsphasenstrukturen von BIM und HOAI (Tab. 1/1) werden die Anforderungen der Unternehmung bereits frühzeitig in den Planungsprozess einbezogen (Abb. 2/3). Detaillierte Ausführungen zu Abb. 2/3 würden hier zu weit führen und können in der Fachliteratur nachgelesen werden, zum Beispiel [2.5] und [2.6].

Dabei wird eine zunehmende Detailtiefe für Layout, Organisation und Prozesse sowie für die entsprechenden Verknüpfungen zu anderen Planungsdisziplinen herausgearbeitet. Durch die Berücksichtigung der unternehmerischen Planungsaufgaben wächst die Komplexität der Zusammenhänge zwischen den einzelnen Planungsaspekten. Dies führt im Allgemeinen zu zahlreichen Iterationsschleifen. Zu den Planungsdisziplinen, die typischerweise zu integrieren sind, gehören nach VDI 5200 Blatt 1:

- Unternehmensplanung
- Technologieentwicklung
- Personalplanung
- Finanzplanung
- Fabrikbetrieb.

Bezogen auf die fünf Planungsebenen in Abb. 2/3 kann ein entsprechendes fünfstufiges Planungsschema entwickelt werden:

- Ideale Struktur (netzwerkorientiert)
- Funktions- und Flussschema (Werk)
- Idealisierte Layoutvorstellung (Groblayout)
- Realer Layoutplan (Feinlayout)
- Ausgestaltung (Prozess- und Arbeitsstation).

Letztlich soll der planungstechnische Aufwand dazu führen, dass bei der Weiterentwicklung eines klassischen Industrieunternehmens zur „digitalen Fabrik“ bereits mit Planungsbeginn ein digitaler Zwilling aufgesetzt und virtuell betrieben wird (Abb. 2/4).

## 2.3 Digitale Fabrik

Um Verknüpfungen und Abläufe systematisch aufbauen und analysieren zu können, bietet sich eine digitalisierte Darstellungs- und Planungsform geradezu an. Als Ausgangspunkt für die Fabrikplanung ist in der Richtlinie VDI 4499 Blatt 1 der Begriff der „digitalen Fabrik“

definiert als „Oberbegriff für ein umfassendes Netzwerk von digitalen Modellen, Methoden und Werkzeugen – unter anderem der Simulation und der dreidimensionalen Visualisierung –, die durch ein durchgängiges Datenmanagement integriert werden“. Mit immer tiefer in die Produktions- und Arbeitsprozesse reichenden Datenbankanwendungen und Simulationsmöglichkeiten durchdringt die Digitalisierung sämtliche Phasen und Ebenen der Fabrikplanung. Vorteile sind unter anderem:

- Verbesserung des Engineerings und der Automatisierungsqualität
- Kürzere Projektvorbereitung und -abwicklung
- Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit und der Anlagensicherheit
- Optimierungs-, Trainings- und Testmöglichkeiten vor Inbetriebnahme.

Anzumerken ist, dass die VDI-Richtlinie 4499 Blatt 1 die technischen und betriebswirtschaftlichen Aspekte der Digitalisierung in den Vordergrund rückt. Allerdings ist neben Technik und Wirtschaftlichkeit der Mensch der dritte große Planungsschwerpunkt, der bei allen Planungen ganzheitlich integriert werden muss, wobei unter anderem Arbeitszeiten, Qualifikation und soziale Bindungen zu beachten sind. In der Richtlinie wird auf eine weitere VDI-Richtlinie (VDI 3633 Blatt 6) verwiesen, welche die Abbildung des Personals in Simulationsmodellen beschreibt.

Grundsätzlich sollte der Einfluss der Öffentlichkeit und der Gesellschaft und damit verknüpft die soziale und ökologische Anbindung der Fabrik und Fabrikation, wie vorher bereits erwähnt, bei der Digitalisierung der Fabrikplanung Beachtung finden. Allerdings wird im Folgenden die technisch orientierte Planung der elektrischen Energieverteilung betrachtet, sodass die sozialen Berührungspunkte der digitalen Fabrik hier nur am Rande einbezogen werden können. Zunehmend stärker wird allerdings der ökologische Einfluss auf die technische Ausgestaltung der elektrischen Energieverteilung und damit auch auf den Planungsprozess.

Ein wesentlicher Aspekt der digitalen Fabrik ist die Virtualisierung. Der durchgängige digitale Zwilling hat drei Ausprägungen: Das Produkt, die Produktion und die Performance von Produkt und Produktion (Abb. 2/4), die in einem gemeinsamen Datenmodell verfügbar gemacht werden sollen [2.7].

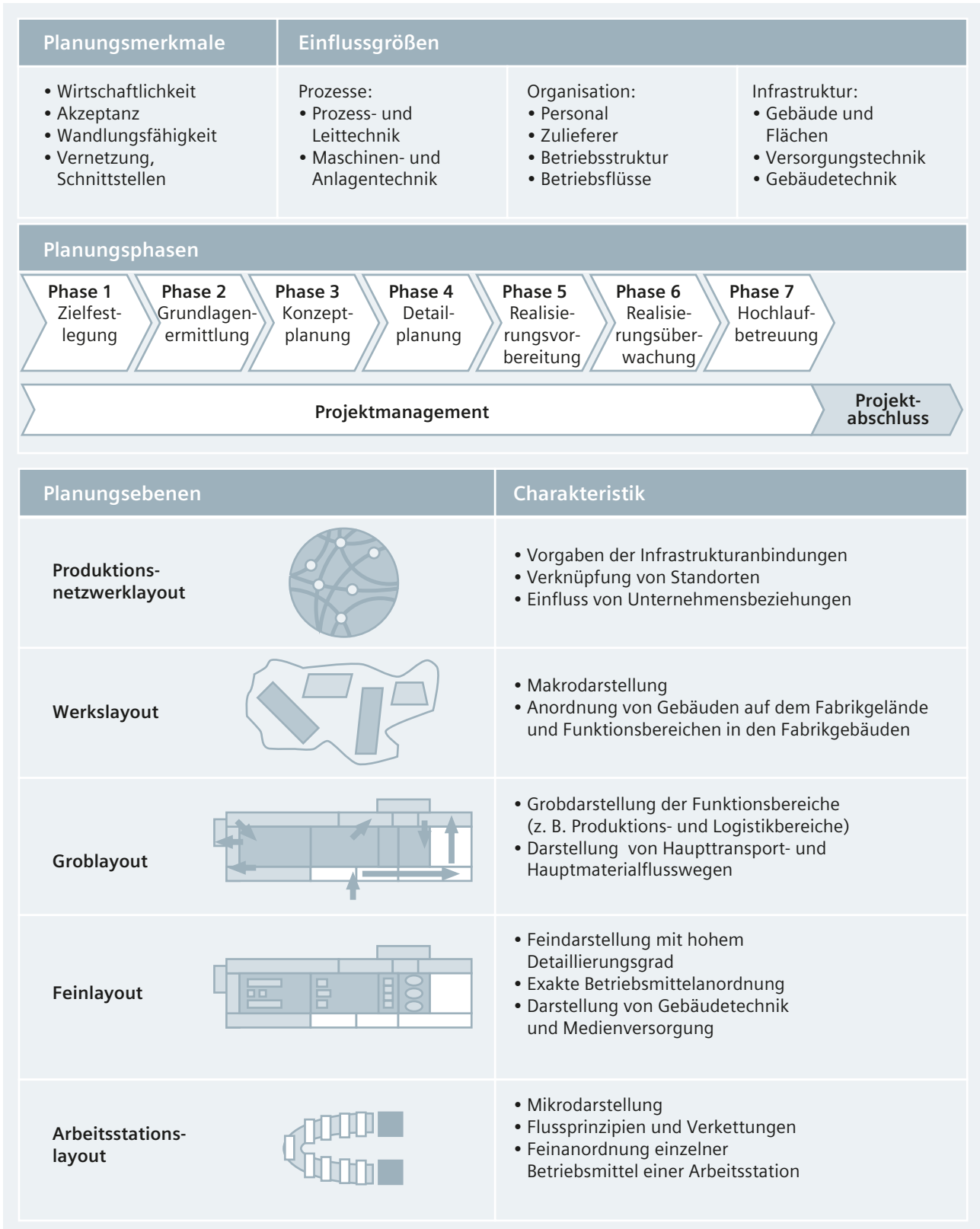


Abb. 2/3: Phasen des Fabrikplanungsprozesses





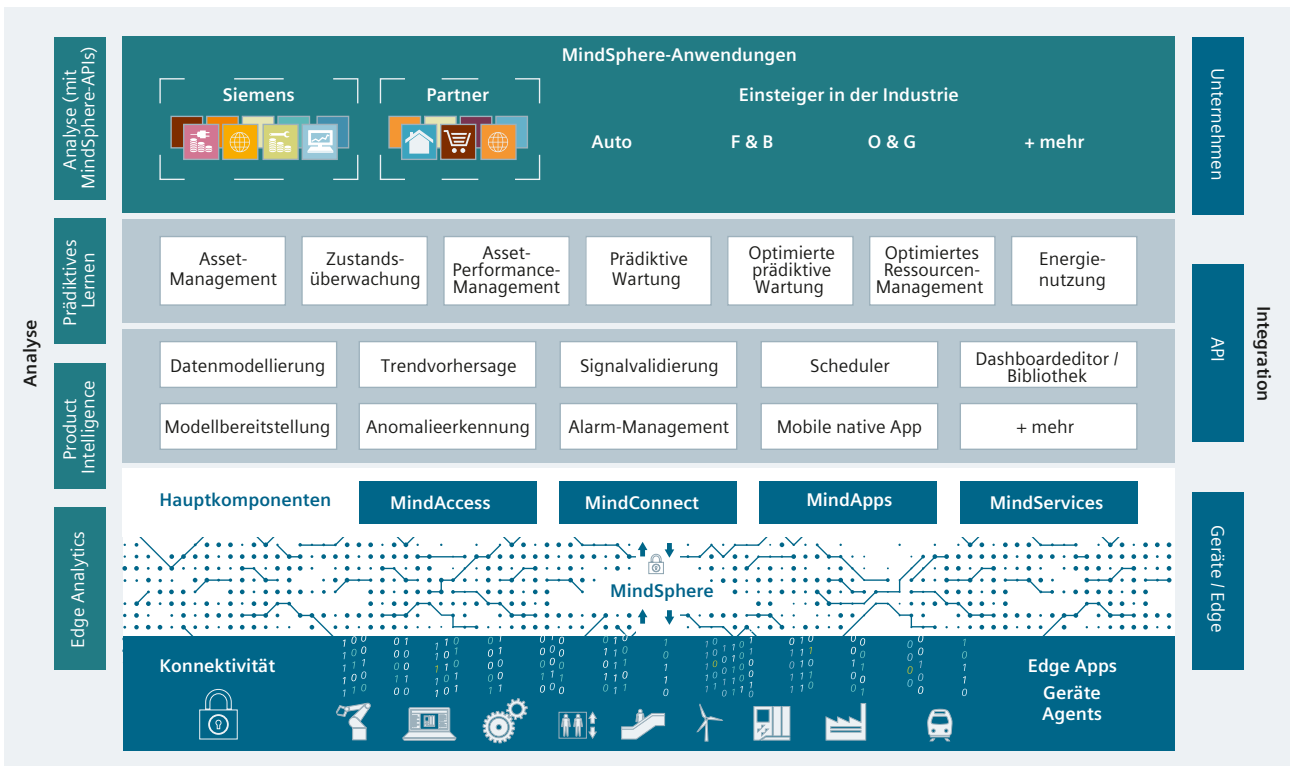


Abb. 2/5: Übersicht über die MindSphere-Architektur [2.8]

**i. MindAccess**

- *MindAccess Developer* ermöglicht den Zugang zum Entwicklungssystem, um Applikationen zu entwickeln, zu testen und abhängig vom Paket die Applikation im Livesystem bereitzustellen
- *MindAccess User* stellt einen Account zur Verfügung, mit dem auf die MindSphere-Plattform zugegriffen werden kann, und erlaubt es, MindSphere-Applikationen zu nutzen, Assets und Nutzer zu konfigurieren sowie Daten zu speichern
- *Fleet Manager* bietet eine Übersicht über die in der MindSphere konfigurierten Assets sowie die Möglichkeit, relevante Assets aufgrund verschiedener Kriterien schnell aufzufinden und zu managen
- *Fleet Manager Plus* fügt als Plus-Option zum Fleet Manager zusätzliche Funktionalitäten wie Regeln mit E-Mail-Notifikation und Asset-Informationen hinzu

- *Visual Analyzer* liefert einen Überblick über die in MindSphere konfigurierten Assets. Während der Fleet Manager ein Tool zum Managen des Maschinenparks ist, dient der Visual Analyzer als Tool zur Tiefensuche in den Daten, mit der Möglichkeit, spezifische Ansichten von Aspekten anzulegen
- *TIBCO Jaspersoft™ Service* vereinfacht die Erstellung von Dashboards und Reports.

**ii. MindConnect**

- *Mindconnect Nano / MindConnect IoT2040* Hardware (Geräte) für den Anschluss von Assets an MindSphere, um Datenerfassung und -übertragung zu ermöglichen
- *MindConnect FB 1500* TIA Portal STEP 7-Bibliothek, die einen Anschluss der S7-1500 an die MindSphere erlaubt
- *CMS X-Tools PROFESSIONAL* Condition Monitoring System (CMS), ein Tool zur Analyse, Diagnose, Visualisierung und Archivierung dynamischer Prozesse in allen Industriebranchen.

### iii. MindApps

- *Product Intelligence*  
automatisiert die kontextabhängige Auswertung von Produkt-Performance-Daten und erhöht so die Transparenz der Produkt- und Supply-Chain-Performance, damit kostspielige Rückrufe vermieden, Qualitätsprobleme schneller gelöst und Kundenerfahrungen vertieft werden können
- *Manage MyMachines*  
mit wenig Aufwand lassen sich Werkzeugmaschinen in kleinen oder großen Produktionsstätten überwachen und so deren Verfügbarkeit und Produktivität erhöhen.

### iv. MindServices

- *MindSphere Academy*  
steht für ganzheitliche und vielfältige Trainingsmöglichkeiten rund um Industrie 4.0. Schwerpunkte sind die Digitalisierung im Unternehmen, der Aufbau von Applikationen, technischen Möglichkeiten und Lösungen mit MindSphere sowie die Entwicklung und Verbreitung von Business-Lösungen im IoT-Markt
- *MindSphere Consulting*  
bietet Einblicke und Know-how, um die Implementierung von MindSphere zu unterstützen und zu vereinfachen. Die Erfahrung unserer Experten erleichtert das Onboarding und unterstützt bei der Entwicklung von Business Cases und Apps oder maßgeschneiderten Lösungen
- *MindSphere Security Service*  
zur Sicherung der IoT-Daten an jedem Punkt. Siemens Plant Security Services erkennt Bedrohungen frühzeitig, sodass Schwachstellen im Detail analysiert werden können. Geeignete umfassende Sicherheitsmaßnahmen werden umgesetzt, um zukünftige Angriffe zu verhindern.



# Kapitel 3

## Energieversorgung und Energieverbrauch beim Fabrikbetrieb

3.1 Energieverbrauch und Produktionswert	19
3.2 Wirtschaftliche Belastungen durch Stromausfälle	21
3.3 Energieflussdiagramme	24
3.4 Smart Grid für die Industrie	26

# 3 Energieversorgung und Energieverbrauch beim Fabrikbetrieb

Inhalt

1

Entsprechend den in Kap. 2 dargestellten Gesichtspunkten zur Fabrikplanung darf als Ziel einer optimierten Planung nicht nur eine möglichst günstige Investition in Anlagen und Einrichtungen vorgegeben sein. Exemplarische Kosten- und Leistungsrechnungen für den geplanten Betrieb berücksichtigen neben den Aufwendungen für Rohstoffe, Personal, Sach- und Dienstleistungen auch die Kosten für die Energieversorgung. In Zukunft werden die wirtschaftlichen und energietechnischen Überlegungen noch stärker als heute schon von politischen Rahmenbedingungen und Umweltgesichtspunkten geprägt. Abb. 3/1 [3.1] zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs aufgeteilt nach Energieträgern.

2

Ebenso machen sich regionale Unterschiede bei der Nutzung der verschiedenen Energieträger und der zugehörigen künftigen Entwicklung bemerkbar (Abb. 3/2). Die zu erwartenden Energieverbrauchswerte

3

in Abb. 3/1 und Abb. 3/2 bis zum Jahr 2050 basieren auf dem Referenzszenario der EIA. Dabei wird für die OECD-Länder von einem mittleren Wachstum des Bruttoinlandsprodukts (BIP) von rund 1,5 % zwischen 2018 und 2050 ausgegangen. Für die Nicht-OECD-Länder beträgt der Wert etwa 3,8 %, wobei der BIP-Absolutwert der Nicht-OECD-Länder bis zum Jahr 2050 erst etwa 45 % des BIP in den OECD-Ländern erreicht haben könnte.

Als Detail bleibt anzumerken, dass der Anstieg des Endenergieverbrauchs zwischen 2018 und 2050 in den OECD-Ländern überwiegend vom Zuwachs beim industriellen Öl- und Gasverbrauch in den USA verursacht wird. Der elektrische Energieverbrauch wird auch zukünftig nicht hervorstechen. Aber der mittlere jährliche Anstieg des industriellen Stromverbrauchs von etwa 1,05 % übersteigt den Gesamtenergiezuwachs von etwa 0,9 % pro Jahr.

4

5

6

7

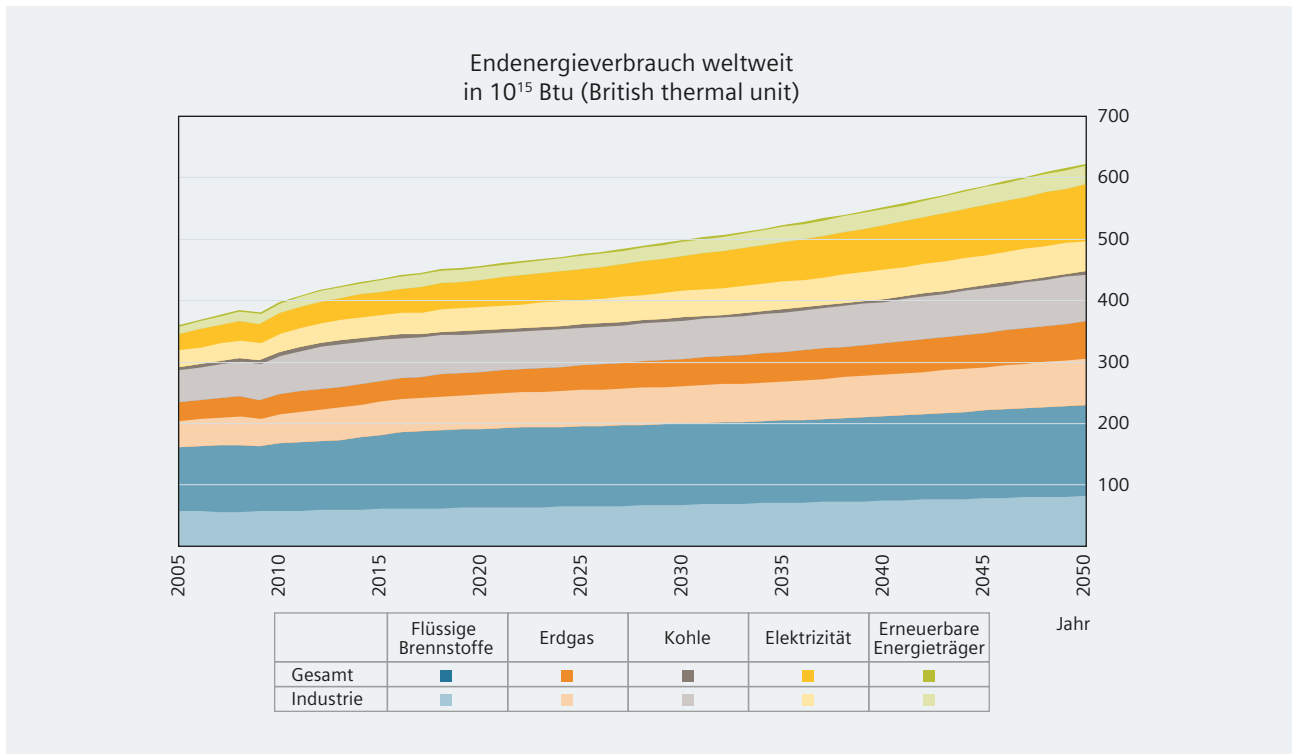


Abb. 3/1: Zeitliche Entwicklung des weltweiten Endenergieverbrauchs (Gesamtverbrauch und Anteil der industriellen Nutzung), aufgeteilt nach Energieträgern [3.1]

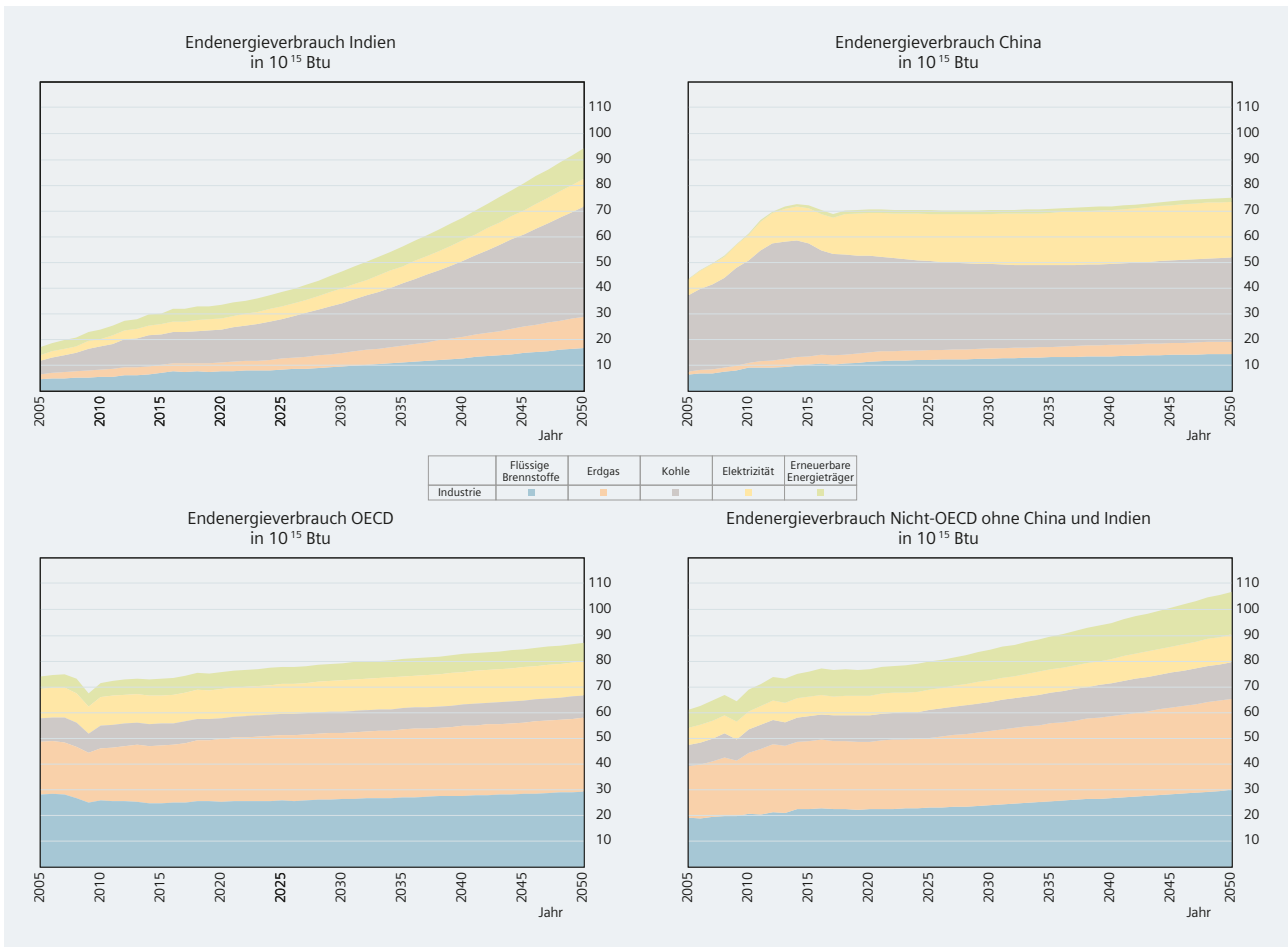


Abb. 3/2: Zeitliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs zur industriellen Nutzung für verschiedene Regionen [3.1], aufgeteilt nach Energieträgern

### 3.1 Energieverbrauch und Produktionswert

Um die Bedeutung des Endenergieverbrauchs für Produktionsbetriebe besser einschätzen zu können, müssen die damit verbundenen Kosten in Relation zu den anderen Anteilen des Produktionswerts, wie Arbeitskosten und Rohmaterialpreise, betrachtet werden. Mit statistischen Angaben lassen sich Zahlenreihen für wirtschaftlich wichtige Länder und Regionen auswerten (Abb. 3/3). Dabei wirken sich regionale Differenzen und die technische Entwicklung in den Ländern und Regionen bei den einzelnen Kostenanteilen merklich aus. Beachtenswert sind außerdem die Unterschiede, die sich bei einer Aufteilung der Kosten für die verschiedenen Herstellungsbranchen ergeben.

Die Energiekosten können entsprechend den für die Produktion verwendeten Energieträgern aufgeteilt werden (Abb. 3/4). Dazu werden die Energieverbräuche vereinfachend mit mittleren Preisen für die einzelnen Energieträger verknüpft, denn beim Verbrauch der einzelnen Energieträger spielen die eingesetzten Techniken und die verfügbaren Ressourcen eine wichtige Rolle. Zudem unterscheiden sich die Preise für die einzelnen Energieträger landes- oder regionenspezifisch deutlich. Auch die zeitliche Entwicklung der einzelnen Komponenten bei den Produktionskosten hat einen deutlichen Einfluss auf die eingesetzten Ressourcen, Verfahren und Technologien.

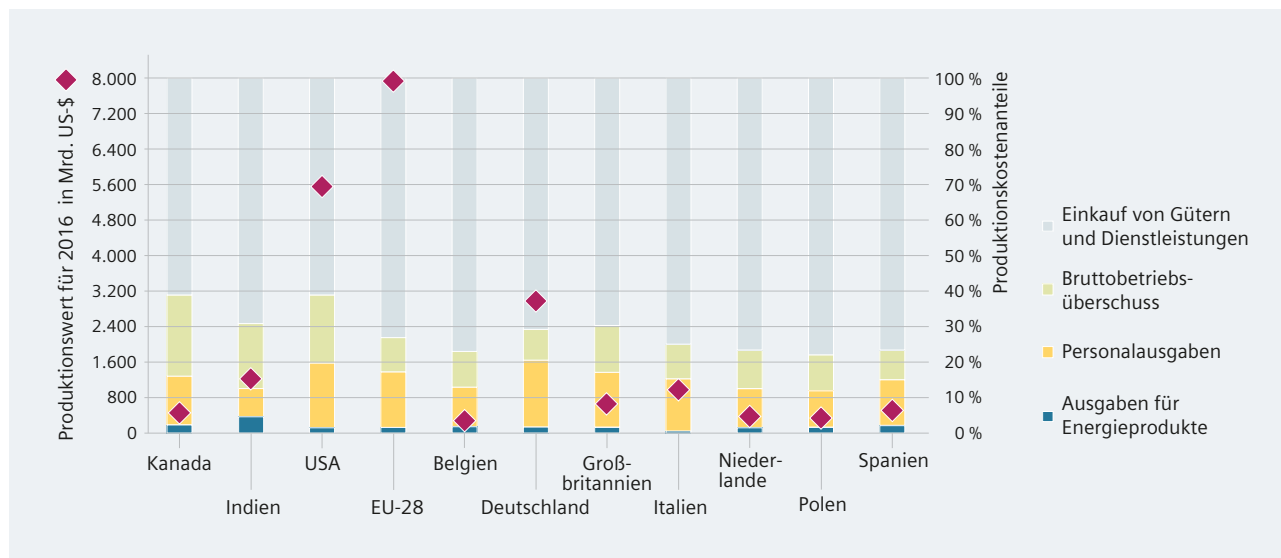


Abb. 3/3: Prozentuale Aufteilung der Produktionskosten (Balken, siehe rechts) und des gesamten Produktionswerts (Rauten, siehe links) im Jahr 2016 in ausgewählten Ländern/Regionen, gemittelt über die einzelnen Herstellungsbranchen [3.2]

Beispiele für Preis- und damit auch Kostenunterschiede bei den Energieträgern:

- Die Aufteilung der spezifischen Kosten der Energieträger zwischen Eigenförderung und Importen in den verschiedenen Ländern [3.3] führt zu grundlegenden Preisunterschieden
- Die Erdgaspreise in Europa sind gegenwärtig im Mittel etwa doppelt so hoch wie in den USA und gar rund dreimal so hoch wie in Kanada [3.4]
- Die Strompreise für industrielle Nutzer unterscheiden sich innerhalb der EU um einen Faktor von etwa 2,5 [3.4]. Auch sind die Strompreise in den USA etwa halb so hoch wie im Mittel in der EU
- Abhängig von den Strom- bzw. Gasabnahmemengen des Betriebs unterscheiden sich die Preise zum Teil deutlich (der Strompreisunterschied von „kleinem“ zu „großem“ Betrieb verhält sich im EU-Durchschnitt wie 1,75 zu 1 und der Unterschied beim Gaspreis wie 1,3 zu 1)
- Durch die Verknüpfung von Leistungspreisen und Energieverbrauchspreisen bei Strom und Gas sowie durch die unterschiedlichen Steuern und Abgaben in den einzelnen Ländern müssen ohnehin fiktive Strom- und Gaspreise für einen Durchschnittsbetrieb angenommen werden
- In Indien werden in Industriebereichen wie Eisen und Stahl, Nichteisenmetalle, Chemie sowie Maschinenbau gegenwärtig praktisch nur Kohle- und Ölprodukte eingesetzt [3.5]. Ein möglicher Grund ist die Eigenherzeugung der Unternehmen mit Kohle und Öl aufgrund der hohen Versorgungsunsicherheit bei der Netzversorgung.

Für Abb. 3/4 werden die Verbrauchsdaten der Energieträger nach Eurostat [3.6] mit den spezifischen Energieträgerpreisen von Tab. 3/1 in Kostenanteile für einzelne Energieträger umgerechnet.

Elektrizität	100 €/MWh (zwischen etwa 50 und 150 €/MWh)
Erdgas	30 €/MWh (zwischen etwa 3 und 50 €/MWh)
Kohle	10 €/MWh (zwischen etwa 6 und 15 €/MWh)
Rohöl	24 €/MWh (zwischen 23,5 und 25,5 €/MWh)

Tab. 3/1: Spezifische Energieträgerpreise, abgeleitet aus Angaben in [3.3, 3.4, 3.7]

Der elektrische Energieverbrauch ist in der Europäischen Union der größte Kostenfaktor beim Energieeinkauf. Für die Bedeutung der elektrischen Energie bei der Fertigung muss zudem die Absicherung eines zuverlässigen Betriebs beachtet werden, was im folgenden Abschnitt kurz angerissen wird.

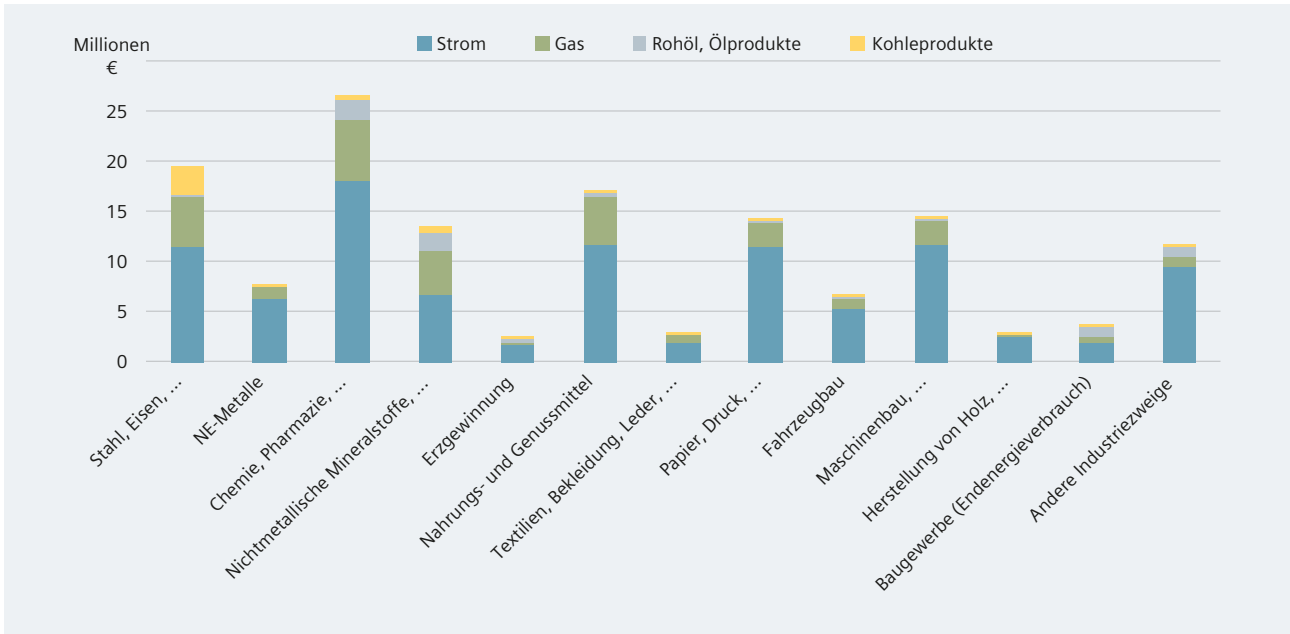


Abb. 3/4: Aufteilung der Energiekosten in der EU (EU-28 für 2016) für verschiedene Herstellungssektoren

### 3.2 Wirtschaftliche Belastungen durch Stromausfälle

Werden auf der Kostenseite eines Produktionsbetriebs die unmittelbar beeinflussbaren Faktoren wie Personal- und Energiekosten betrachtet, machen die Stromverbrauchskosten doch einen beachtenswerten Anteil aus. Dazu kommt der Einfluss von Störungen in der Stromversorgung auf den Produktionsablauf, die durch externe (Ausfall der Netzeinspeisung) oder interne Ereignisse (Betriebsunfall mit der Zerstörung von Leitungen oder durch Folgen eines Brands) verursacht werden. Bereits kleine Störungen können zu Produktionsstillständen oder gar zu Anlagenschädigungen führen. Ein typisches Beispiel für die gravierenden Folgen einer Störung ist das Abkühlen und Festsetzen von Schmelzen, sodass komplette Anlagenteile ausgebaut und getauscht werden müssen. Externe Probleme können zum Beispiel durch Naturkatastrophen, durch Cyberattacken oder Fehlbedienungen in den Übertragungs- und Verteilnetzen entstehen. Nicht unterschätzt werden darf in einem liberalisierten Markt die „nicht-technische“ Gefahr durch Spekulationen im Stromhandel [3.8]. Wenn die Netzversorgung durch solche externen Einflüsse beeinträchtigt wird, muss das firmeneigene Problemmanagement gerüstet sein. Denn die Absicherung von Schäden durch externe Netzbetreiber ist in der Regel viel zu niedrig.

#### Value of Lost Load (VoLL)

Für die wirtschaftliche Bewertung eines Stromausfalls oder richtigerweise für die Kosten durch nicht gelieferte elektrische Energie wurde eine charakteristische Kenngröße eingeführt: VoLL. Dieser Wert wird in der EU-Verordnung 2019/943 als der Betrag definiert, den ein Kunde für die Beibehaltung der Stromversorgung zu zahlen bereit wäre, zum Beispiel um eine Produktionsunterbrechung aufgrund eines Stromausfalls zu vermeiden. Beim Energiehandel muss ein solcher noch festzusetzender Betrag in den Clearingpreisen berücksichtigt werden (der Clearingpreis kennzeichnet den Schnittpunkt zwischen Angebot und Nachfrage und wird entsprechend 2015/1222/EU durch den Abgleich von Kauf- und Verkaufsangeboten im Strommarkt ermittelt). Mit der einfachen Definition für VoLL entsprechend dem Bericht der europäischen Kommission [3.9]:

$$VoLL = \frac{\text{Betriebsüberschuss}}{\text{Stromverbrauch des Unternehmens}}$$

kann mit statistischen Werten von Eurostat, IEA, Canada Statistics und Klems Indien eine Reihe von Schätzungen errechnet werden, die den wirtschaftlichen Verlust in Euro oder einer anderen Währung wiedergeben, der durch das Fehlen oder den Ausfall einer Kilowattstunde oder Megawattstunde elektrischer Energie entstehen könnte (siehe Abb. 3/5). In Abb. 3/6

und Abb. 3/7 werden die Produktionsbetriebe nach mehreren Branchen unterschieden, sodass die Abhängigkeit von verwendeter Technik und Energieträgereinsatz bei den Produktionsprozessen ebenso wie regionale Besonderheiten gewissermaßen die wirtschaftliche Bedeutung einer zuverlässigen Stromversorgung widerspiegeln.

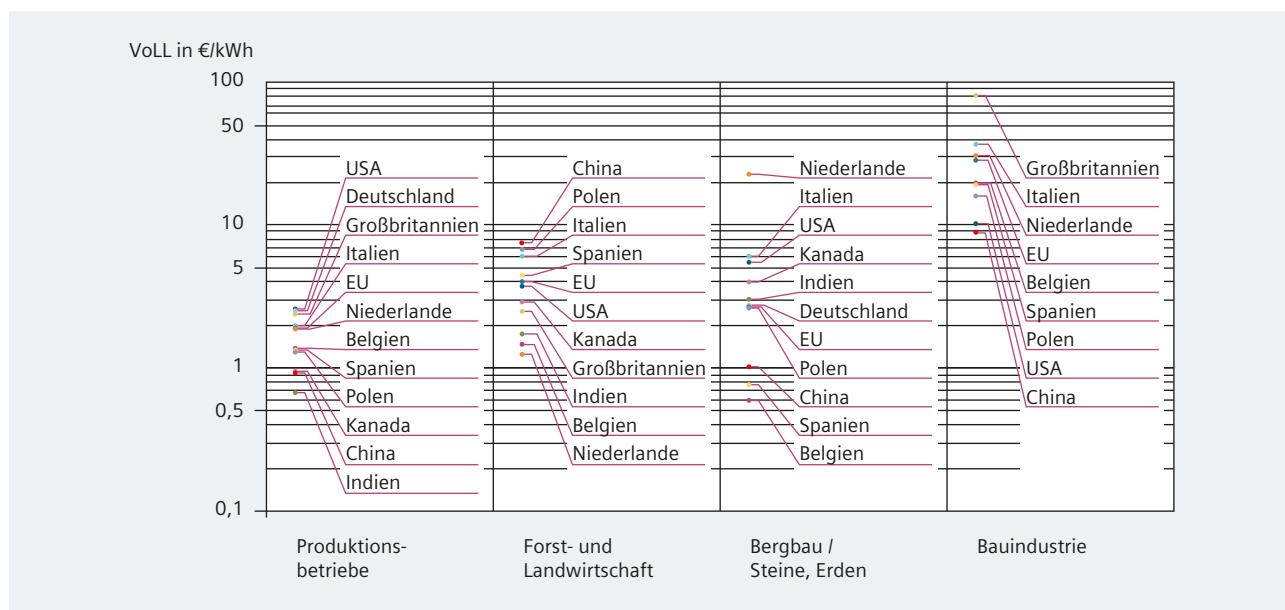


Abb. 3/5: Berechnete Werte für den Value of Lost Load (VoLL) einzelner Industrien für einige Länder und Regionen im Jahr 2016

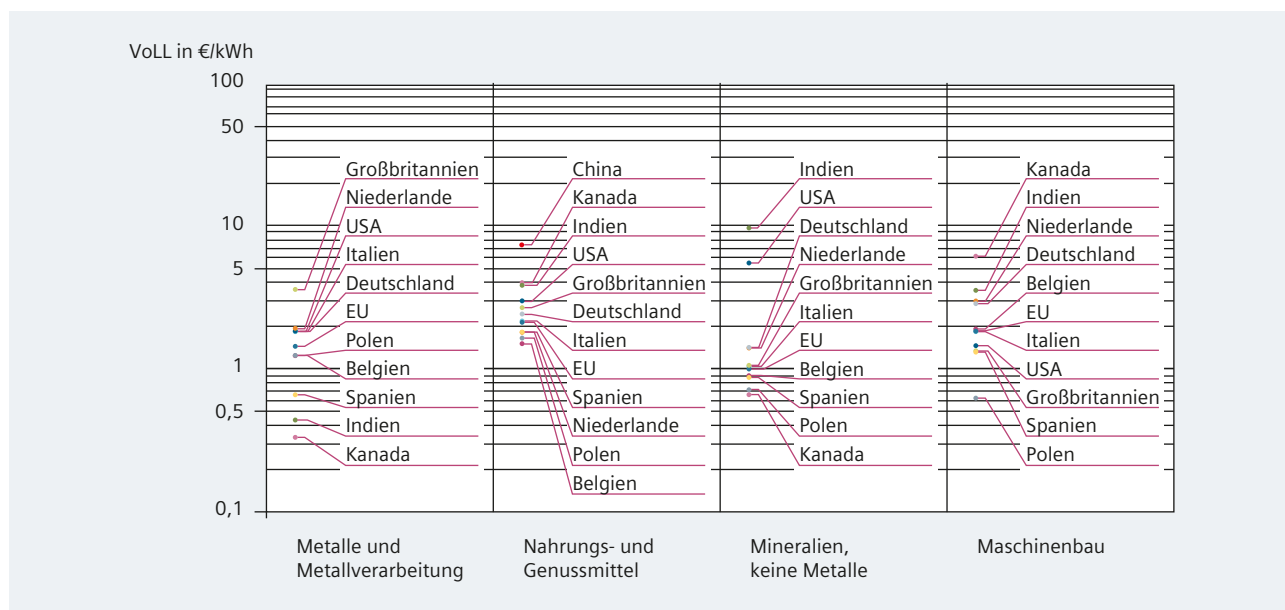


Abb. 3/6: Teil 1 der berechneten Werte für den Value of Lost Load (VoLL) einzelner Produktionsbranchen für einige Länder und Regionen im Jahr 2016



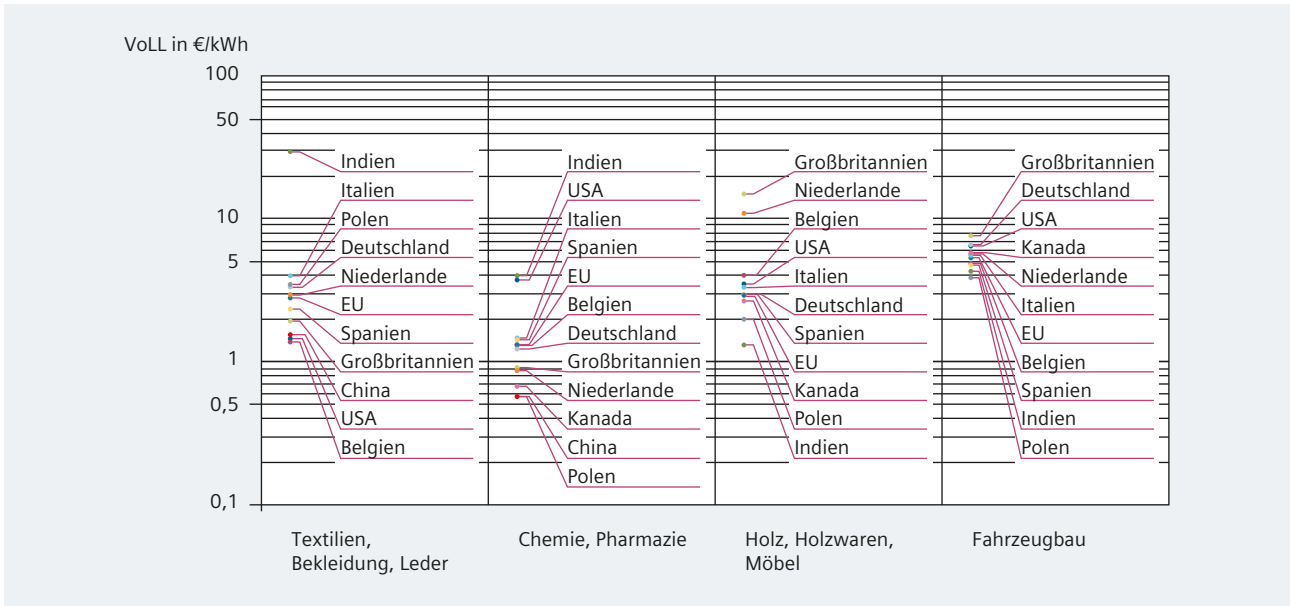


Abb. 3/7: Teil 2 der berechneten Werte für den Value of Lost Load (VoLL) einzelner Produktionsbranchen für einige Länder und Regionen im Jahr 2016

Aus der Spreizung der Werte für einzelne Wirtschaftsbereiche und Produktionsbranchen wird deutlich, dass die einfach berechneten Werte nur einen Ansatzpunkt für die wirtschaftliche Bedeutung einer sicheren elektrischen Energieversorgung liefern. Darüber hinaus ist eine Abhängigkeit von der Dauer eines Stromausfalls zu erwarten. Zusätzlich wird es einen Zusammenhang der Werte mit dem Zeitpunkt der Stromversorgungsausfälle (Jahres- und Tageszeit sowie Wochentag) geben.

Als globaler VoLL-Quotient aus dem entsprechenden Wert für die weltweit statistisch ermittelte Wertschöpfung und dem globalen Stromverbrauch im Produktionsbereich [3.10, 3.11] ergibt sich für 2016 ein Wert von etwa 1,30 € je kWh. Dieser Wert ist deutlich niedriger als der von vielen EU-Ländern genannte VoLL-Wert von 11 bis 26 € je kWh in [3.9]. Ähnliche Werte wie in Abb. 3/5 bis Abb. 3/7 werden in der CEPA-Studie [3.12] von ACER (Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden) genannt (siehe Abb. 3/8).

Aufgrund der Entwicklung der zugrundeliegenden statistischen Zahlen ist es wahrscheinlich, dass die VoLL-Werte zukünftig steigen werden. Produktivitätszuwächse auf der Zählerseite und Effizienzfortschritte im Nenner werden das Verhältnis in diese Richtung verändern. In der EU gibt die Richtlinie 2018/2002/EU zur Energie-

effizienz jährliche Einsparungen beim Endenergieverbrauch von 0,8 % p.a. (zwischen 2021 und 2030 und gegebenenfalls darüber hinaus) vor. Die Stromversorgung eines Betriebs sollte also bereits heute ein kombiniertes Kosten-, Effizienz-, Umwelt- und Sicherheitsthema sein, dessen Zukunftsfähigkeit bei der Planung entsprechend berücksichtigt wird.

Den rechtlichen Rahmen für die Bedeutung dieser Aufgabe setzt die Verordnung zum Elektrizitätsbinnenmarkt der Europäischen Union (die Verordnung 2019/943/EU ersetzt die Verordnung 2009/714/EG). Zur Umsetzung der Verordnung 2019/943/EU hat die ENTSO-E (Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Strom) im Dezember 2019 einen Entwurf für die Bestimmung des VoLL zur öffentlichen Einsicht publiziert [3.13]. Anzumerken ist, dass für die Industrie noch „sonstige Kosten“, spezifisch für den Industriesektor, zu den Kosten für den Produktionsausfall addiert werden. Darunter fallen zum Beispiel zusätzliche Kosten für Schäden, Wiederinbetriebnahme, Materialausschuss, gesellschaftliche Auswirkungen, Kundenwirkung und vieles mehr. [3.13] definiert den VoLL für einen Industriesektor wie folgt:

$$\text{VoLL} = \text{Entgangene Produktion} + \text{sonstige Kosten}$$

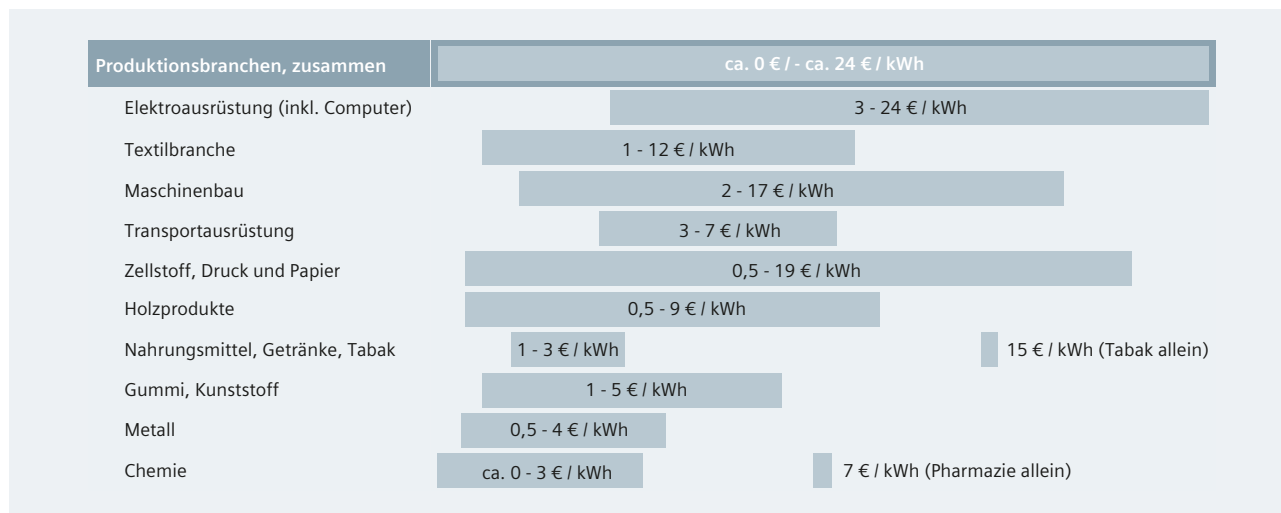


Abb. 3/8: Schätzung für VoLL-Werte einzelner Industriezweige nach CEPA-Studie [3.12]

Wobei für den Wert der *Entgangenen Produktion* angesetzt wird:

$$\text{Entgangene Produktion} = \frac{\text{PNF} \times \text{SF} \times \text{jährliche Bruttowertschöpfung}}{\text{jährlicher Elektrizitätsverbrauch}}$$

Mit  
*PNF* = Vorwarnfaktor; gibt an, wie stark eine Ankündigung von Problemen bei der Stromversorgung Produktionsprobleme mindern kann, z. B. durch verstärkte Eigenerzeugung oder kurzfristigen Zukauf; ohne Vorwarnung ist *PNF* = 100 %; in [3.13] wird entweder eine eigene Überwachung durch die Behörden empfohlen oder alternativ mit *PNF* = 79 % für alle Industriezweige gerechnet (außer *PNF* = 62 % für Landwirtschaft)

*SF* = Substitutionsfaktor; kennzeichnet den von der Stromversorgung abhängigen Anteil der Bruttowertschöpfung. ACER gibt einen Wert von 0,68 für Land-/Forstwirtschaft und Fischerei vor; für die anderen Industriesektoren einen Wert von 0,80 [3.12].

In der Verordnung 2019/943/EU wird ausgeführt, dass angesichts ökologischer und ökonomischer Herausforderungen und Ziele eine Regelung des Strommarkts mit der Erweiterung und Verbesserung von Wertesystemen und Preisberechnungsmethoden unabdingbar ist. Für den EU-Elektrizitätsbinnenmarkt wurde deshalb in Artikel 10 der Richtlinie 2019/944/EU Folgendes niedergeschrieben:

„Endkunden haben Anspruch auf einen Vertrag mit ihrem Versorger, in dem Folgendes festgelegt ist: ...

f) *Entschädigungs- und Erstattungsregelungen für den Fall, dass die vertraglich vereinbarte Leistungsqualität nicht eingehalten wird, ...*“

Anzumerken ist, dass die von EU-Ländern [3.9] angegebenen Preisobergrenzen für den Stromverkauf, wie 3 €/kWh (Belgien, Dänemark, Frankreich, Deutschland, Italien, Schweden) oder 1 €/kWh (Irland) oder 0,18 €/kWh (Portugal, Spanien) wenig geeignet sind, eine Notfall- und Spitzenlastversorgung wirtschaftlich zu machen. Diese Preise spiegeln den momentanen Stand der Eigenabsicherung der Stromversorgung in Produktionsbetrieben durch Unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV) und eigene Generatoren für die Sicherheitsstromversorgung wider. Zusammen mit der Bevorzugung volatiler Energieerzeugungstechniken führen sie zu größer werdenden Problemen bei der Spitzenlastversorgung und Verschärfung der Anforderungen für die Einbindung von Eigenerzeugungsanlagen in die Verteilnetze (siehe nächstes Kapitel).

### 3.3 Energieflussdiagramme

Ein weiterer, wichtiger Schritt hin zur Grundlagenplanung der elektrischen Energieverteilung ist eine grobe Abschätzung des Leistungsbedarfs für die wichtigsten Teile eines Produktionsbetriebs. Dazu kommt die Bestimmung von Randbedingungen rund um die Bereitstellung der benötigten elektrischen Leistung. Abb. 3/9 stellt vereinfacht die Wechselwirkungen zwischen den Grundbausteinen Netzeinspeisung/Eigenversorgung/Verbraucher und den verbindenden Elementen dar.

Abb. 3/9 macht ansatzweise deutlich, dass es sich in der Regel nicht um einen stringenten, in eine Richtung verlaufenden Prozessablauf handelt. Vielmehr ist die Planung der elektrischen Energieverteilung

üblicherweise ein iterativer Prozess, bei dem zahlreiche Schleifen aufgrund von Konkretisierungen und Detailanpassungen im fortschreitenden Planungsprozess nötig sein können, um Rück- und Wechselwirkungen zu berücksichtigen. Zum Beispiel wird nahezu überall auf der Welt ein immer weitreichenderer Zugriff von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern auf leistungsstarke Erzeugungs-, Speicher- und Verbraucherelemente gefordert oder zumindest gewünscht, um eine Stabilisierung der Netzverhältnisse bei schwankender Netzeinspeisung gewährleisten zu können. Ebenso müssen bei der Energieerzeugung zur Eigenversorgung der Verbraucher, beim Nachladen von Speicherelementen oder bei der gewollten Energieeinspeisung in das Versorgungsnetz unterschiedliche Beiträge und Richtungen der Leistungsströme bedacht werden.

Um klassische Versorgungsverhältnisse mit einem Leistungsfluss von der Energieerzeugung bis zu den Verbrauchern im Normalbetrieb grob zu beschreiben, eignen sich Energieflussdiagramme. In Statistiken werden üblicherweise Mittelwerte über eine typische

Zeitspanne wiedergegeben. Zunehmen wird das Interesse an den richtungsabhängigen Anteilen der Energieflüsse. Spitzen- und Maximalwerte werden für die Anlagenauslegung und -dimensionierung benötigt.

Gegenwärtig dient die Eigenerzeugung und Speicherung von elektrischer Energie und Prozesswärme/-dampf bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in erster Linie der eigenen Nutzung. Die Rückspeisung ins Versorgungsnetz spielt noch eine untergeordnete Rolle und wird entsprechend noch nicht in den Statistiken und Flussdiagrammen beachtet.

Flussdiagramme werden häufig zur Veranschaulichung von Statistiken und als Grundlage für die daraus abgeleiteten Analysen genutzt. Im Prinzip werden dabei energetische Ein- und Ausgangsgrößen mit dem Energiebedarf für die Haupt- und Nebenprozesse der Produktion verknüpft. Bei der Datenzusammenführung werden die Verbraucher durch Sammelbegriffe in Gruppen wie Wärme, Kühlung, mechanische Energie von Motoren oder Druckluft sowie Beleuchtung eingeteilt.

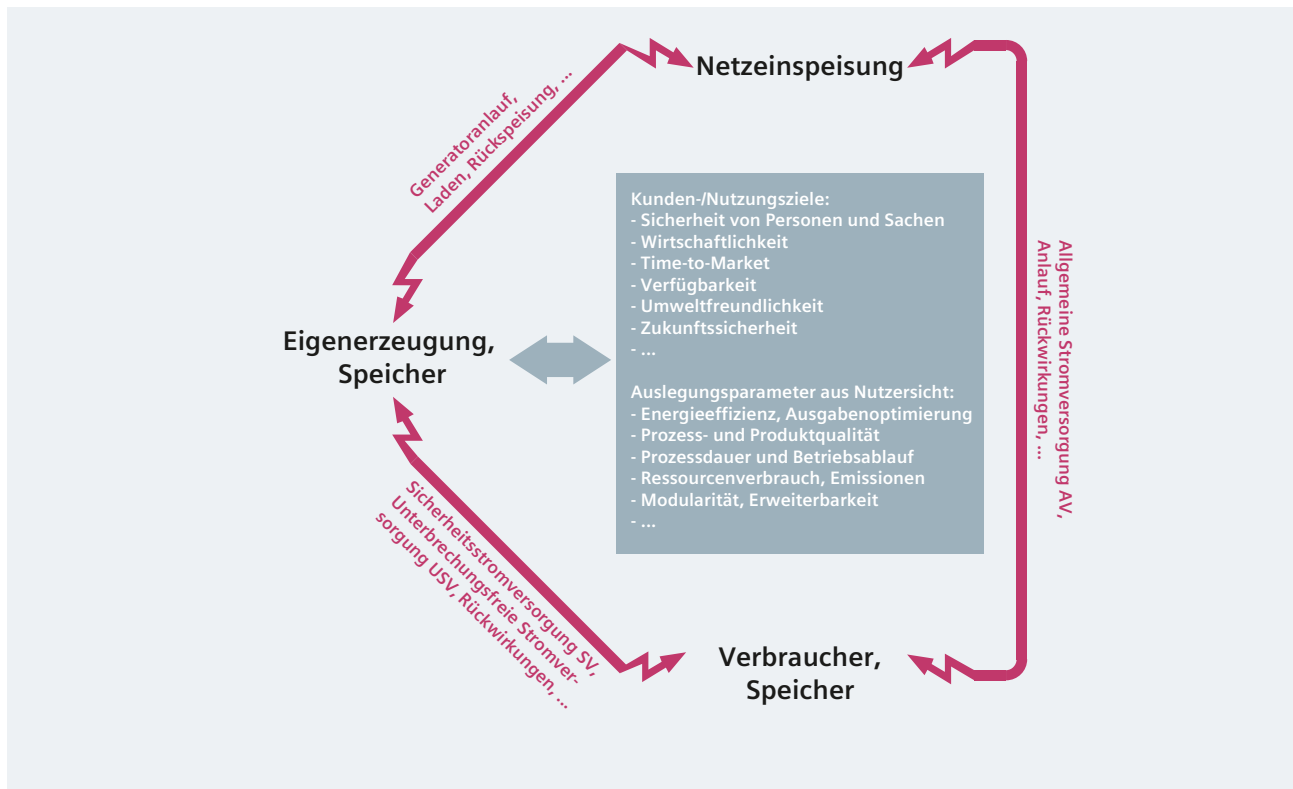


Abb. 3/9: Eckpfeiler für die Grundlagenplanung

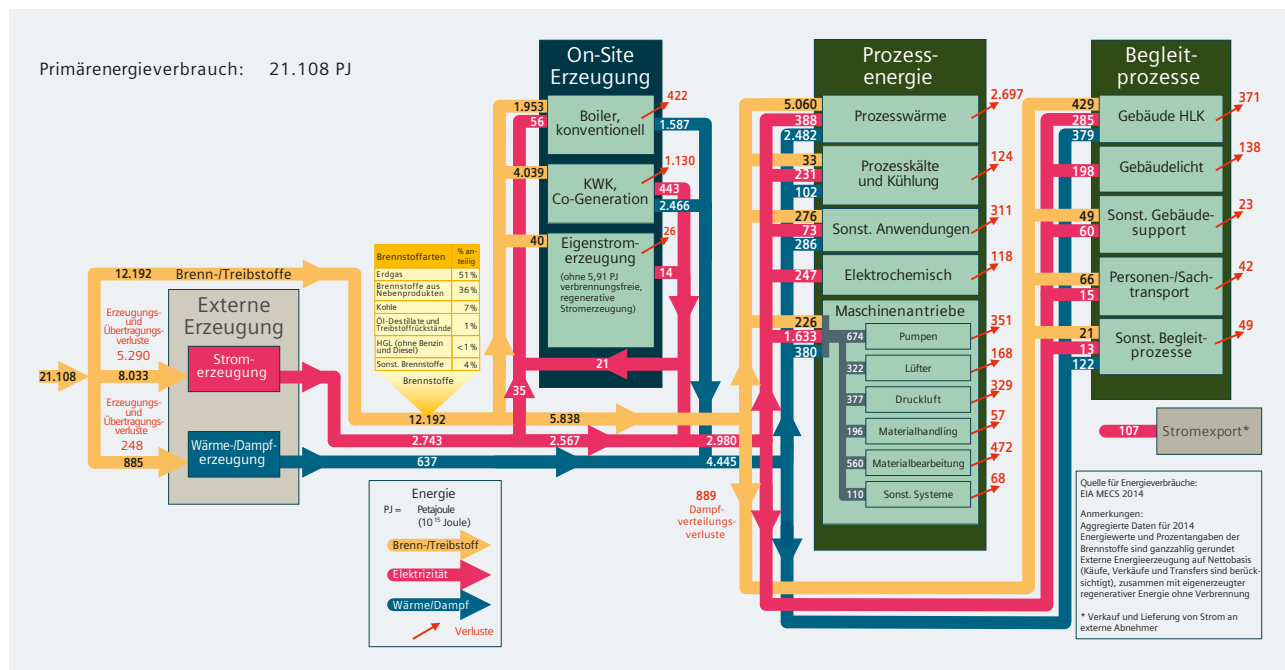


Abb. 3/10: Energieflussdiagramm für die Industrie in den USA in 2014 [3.14]

Abb. 3/10 zeigt ein Energieflussdiagramm, das aus den statistischen Daten für die industrielle Produktion in den Vereinigten Staaten von Amerika erstellt wurde [3.14]. Anzumerken ist, dass in allen Statistiken bislang nur der Energiefluss von der Erzeugung zum Verbraucher aufgezeigt wird. Bis weiterreichende Auswertungen ermöglicht und zunehmende Netzurückspeisungen durch Eigenzeugungsanlagen in Statistiken berücksichtigt werden können, wird angesichts der Bedeutung des Energiemanagements und der Smart Grids wohl nicht mehr allzu viel Zeit vergehen. Für die einzelnen Betriebe mit entsprechenden Verträgen ist dies heute bereits selbstverständlich.

### 3.4 Smart Grid für die Industrie

Energieflussdiagramme, wie im vorhergehenden Abschnitt gezeigt, geben nur die Verhältnisse im Jahresmittel wieder. Der zunehmende Einsatz volatiler Energiequellen wie Wind und Photovoltaik, die Einsatzmöglichkeiten von Speichertechnologien, zusätzliche Elektrizitätsanwendungen wie das Laden von Batteriespeichern in Elektrofahrzeugen sowie die Anforderungen und Möglichkeiten, welche die Energiemärkte größeren Prosumern bieten, lassen sich nicht mehr nur durch eine Richtung der Energieflüsse beschreiben. Vielmehr führen die Verknüpfung von Erzeugung und Verbrauch

der elektrischen Energie sowie die dadurch notwendige Flexibilität der Netze konsequenterweise zur Forderung nach Smart Energy Systems and Solutions. Für die industrielle Produktion heißt das, die elektrische Energieversorgung und -verteilung von industriellen Einrichtungen wird für alle Betriebszeitpunkte betrachtet, in die Produktionsprozesskette eingebunden und soll „smart“, das heißt, intelligent mit konkreten Zielen gesteuert werden.

Dieser Ansatz muss bei der Planung berücksichtigt werden, indem, wie in Abb. 3/9 schematisch angedeutet, die energetischen Anforderungen der industriellen Prozesse und der Begleitprozesse sowie die Rahmenbedingungen der Lieferketten und Märkte unter Berücksichtigung sozialer, gesellschaftlicher und ökologischer Einflüsse aufgezeigt und analysiert werden. Dies darf aber nicht mehr nur die Betrachtung eines mittleren stationären Zustands bei Betriebsbeginn der Produktionsanlagen sein. Vielmehr müssen bereits während der Planungen die Zeitabhängigkeiten über die gesamte Betriebsdauer in Betracht gezogen werden. Der Betriebsmanagementzyklus wird, ähnlich bei den anderen Managementzyklen, wie für ISO 9001, ISO 14001 und ISO 50001 bekannt, in Abb. 3/11 kreisförmig dargestellt. Die Beurteilung in der Planungsphase und das Einrichten der zugehörigen Installationen bilden die Grundvoraussetzungen für die ökonomisch und ökologisch nachhaltige Nutzung von Smart Energy Systems and Solutions.

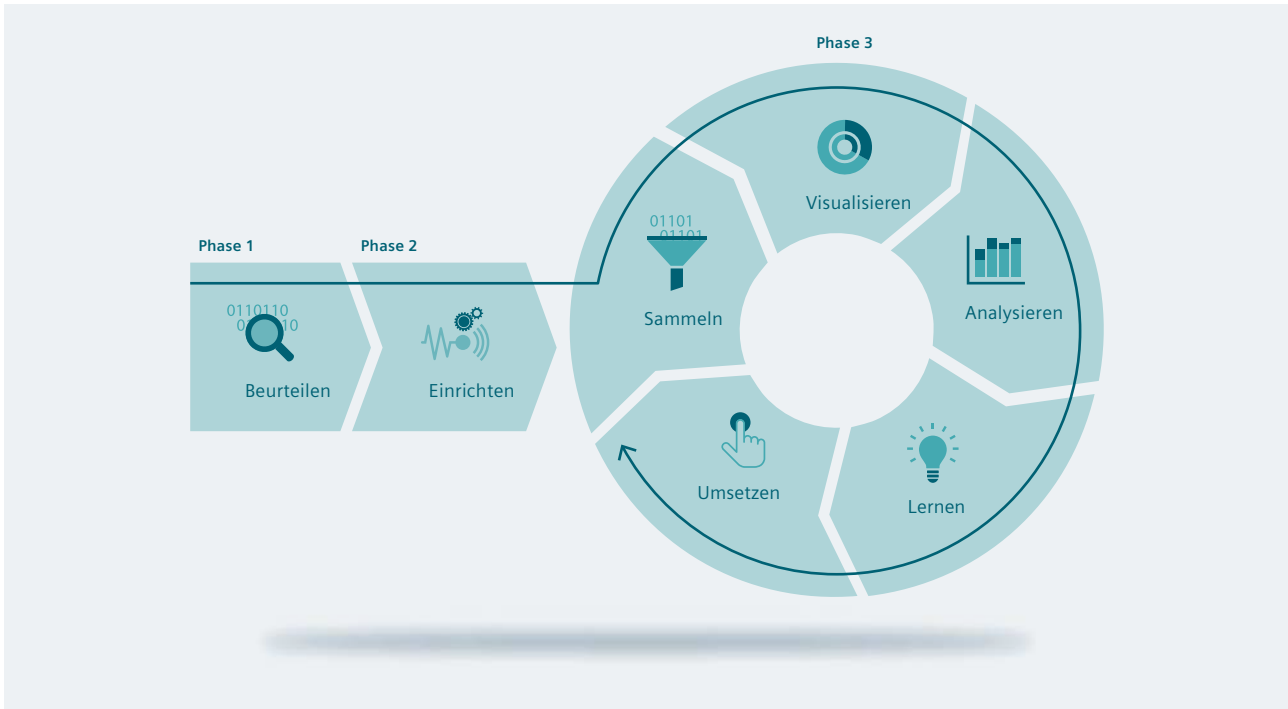


Abb. 3/11: Elementarer Managementprozess als Grundlage für Smart Energy Systems and Solutions

Der zugrundeliegende Managementprozess (Abb. 3/12) wird ganzheitlich unterstützt:

- Bereits für die frühen Planungsphasen erstellt Siemens Analysen und Machbarkeitsstudien als Entscheidungshilfe beziehungsweise -grundlage: Dabei werden Konzepte und Modelle für dezentrale Energiesysteme (DES) entwickelt sowie Simulationen für alle Projektphasen auf Basis modularer Simulationssoftware (PSS®) durchgerechnet und die Ergebnisse verglichen
- Die Produktpalette Microgrid Control, basierend auf der Produktplattform SICAM, bietet ein durchgängiges Angebot an Hard- und Software für die Überwachung und zur lokalen Steuerung von Energieflüssen und der wichtigsten Leistungsparameter (KPI) rund um Smart Energy Systems and Solutions
- Durch cloud-gestützte Dienste, wie sie in DEOP eingesetzt werden, lässt sich im Betriebszyklus von Abb. 3/11 der Energie- und Leistungsbedarf überwachen und managen. Zudem werden durch DEOP Analysen und Vorhersagen zur Energiebereitstellung und zum Verbrauch sowie die Verknüpfung mit anderen Teilnehmern des Energiemarkts ermöglicht.

#### i) Konzeptfindung und Simulationen (auf Basis von PSS®-Software)

Zeit ist ein kritischer Faktor bei der Planung. Daher soll die Anzahl der Schleifen und Wiederholungen bei der Konzeptfindung für die elektrische Energieverteilung und -versorgung möglichst gering bleiben, wie in Abb. 3/9 angedeutet. Allerdings ist bei der Konzepterstellung die Berücksichtigung unterschiedlicher Entwicklungsszenarien für die Industrieanlage wichtig, da solche Szenarien das individuelle Optimum bestimmen helfen und somit großen Einfluss auf die Grundauslegung des Konzepts haben können. Mithilfe von Simulationen können spezifische Szenarien durchgespielt werden.

Für die Untersuchung der Machbarkeit werden Eckpunkte zur Nutzung der Industrieanlage und der zugehörigen Infrastrukturen vorgegeben und Zeitabläufe definiert. Aus der Analyse von Simulationsergebnissen erfolgt die Ableitung des Konzepts für die elektrische Energieverteilung, das an die Erwartungen des Nutzers angepasst ist. Der Einsatz spezifischer PSS®-Software-Tools (PSS®DE und PSS®SINCAL) zur Durchführung von Simulationen ermöglicht das Durchspielen zahlreicher Varianten und den technisch-ökonomischen Vergleich verschiedener

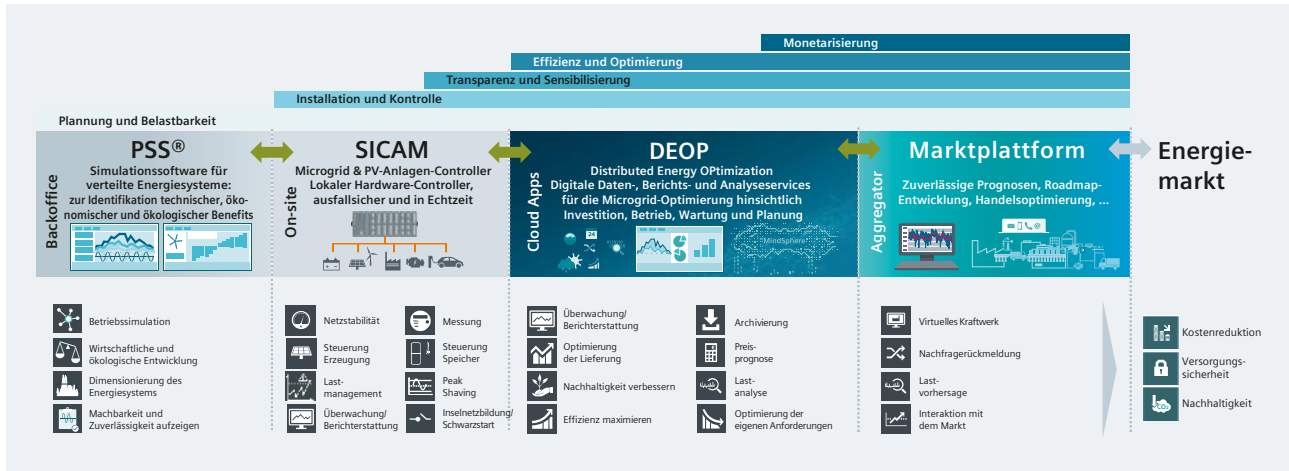


Abb. 3/12: Ganzheitlicher Ansatz von Siemens für Smart Energy Systems and Solutions

Versorgungsszenarien. Deren Analyse führt anhand der vorgegebenen Zielsetzungen und Gewichtungen zur gesuchten spezifischen Optimierung der Energieversorgung. Zum Beispiel erfolgt eine Abwägung zwischen:

- Sicherheit, Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit
- Technischer Machbarkeit und Umsetzung
- Wirtschaftlichkeit (OPEX und CAPEX)
- Bedienbarkeit und Flexibilität
- Nachhaltigkeit und Effizienz
- Unabhängigkeit von Lieferanten
- Umweltverträglichkeit.

Für die Simulationen wird in PSS®DE (PSS®-Software zur Simulation des Einsatzfahrplans für Erzeugungsanlagen – der sogenannte „Erzeugungsd Dispatch“) ein digitaler Zwilling der Erzeugungs- und gegebenenfalls Speicheranlagen des Projekts erstellt. PSS®SINCAL ermöglicht darüber hinaus den Aufbau und die Untersuchung der Energieinfrastruktur, wie beispielsweise des elektrischen Versorgungsnetzes. Darauf aufbauend können Szenarien des geplanten Energiesystems entwickelt, analysiert und bewertet werden. Folgende Aspekte spielen dabei eine wesentliche Rolle:

- Projektspezifische Zeitreihen, zum Beispiel Lastprofile, Umweltdaten für Sonne und Wind, Temperaturverläufe, Arbeits- und Leistungspreise
- Angaben zum mittel- und langfristigen Nutzungsverhalten für die Anlagen sowie zur beabsichtigten unternehmerischen Entwicklung
- Einschätzungen zu Variationsmöglichkeiten und deren Gewichtung, um daraus Bewertungskriterien zu generieren und eine finanzielle Vergleichbarkeit herzustellen.

In PSS®-basierten Planungsprojekten wird eine große Anzahl von Varianten automatisiert durchgerechnet und die ausgewählten Konfigurationen über die antizipierte Lebensdauer betrachtet, wobei spezifische Randbedingungen wie Betriebsreserven, Redundanzen, Anfahr- und Auslaufsznarien, Umbau- oder Umrüsteinschränkungen, Erweiterungen und vieles mehr definiert und berücksichtigt werden können. Abb. 3/13 veranschaulicht die drei Phasen:

- Projektdefinition (Systemdefinition, Energieerzeugungssysteme, Lasten, Prosumer, Umgebungsbedingungen)
- Simulation (digitaler Zwilling, Laufzeiten, Betriebsbedingungen)
- Analyse, finanzielle Bewertung und Optimierungen (Netz- und Resilienz-Analysen, Gewichtungen und Variantenvergleiche, technische Bewertungskriterien und unternehmerische KPIs).

Die Untersuchungen dienen letztlich

- dem besseren Verständnis der Zusammenhänge im geplanten Energiesystem und einem entsprechend optimierten Systemdesign
- der Abschätzung wichtiger technischer, ökonomischer und ökologischer Parameter, die eine Basis für das Energiekonzept bilden, sowie deren Abhängigkeit von unterschiedlichen Szenarien
- als Vorgabe für Ausschreibungsschwerpunkte unter Berücksichtigung möglicher Überwachungs- und Managementmöglichkeiten für Smart Energy Systems and Solutions
- der Identifikation und Bewertung von Alternativen, sodass das smarte industrielle Grid zukunftssicher wird.

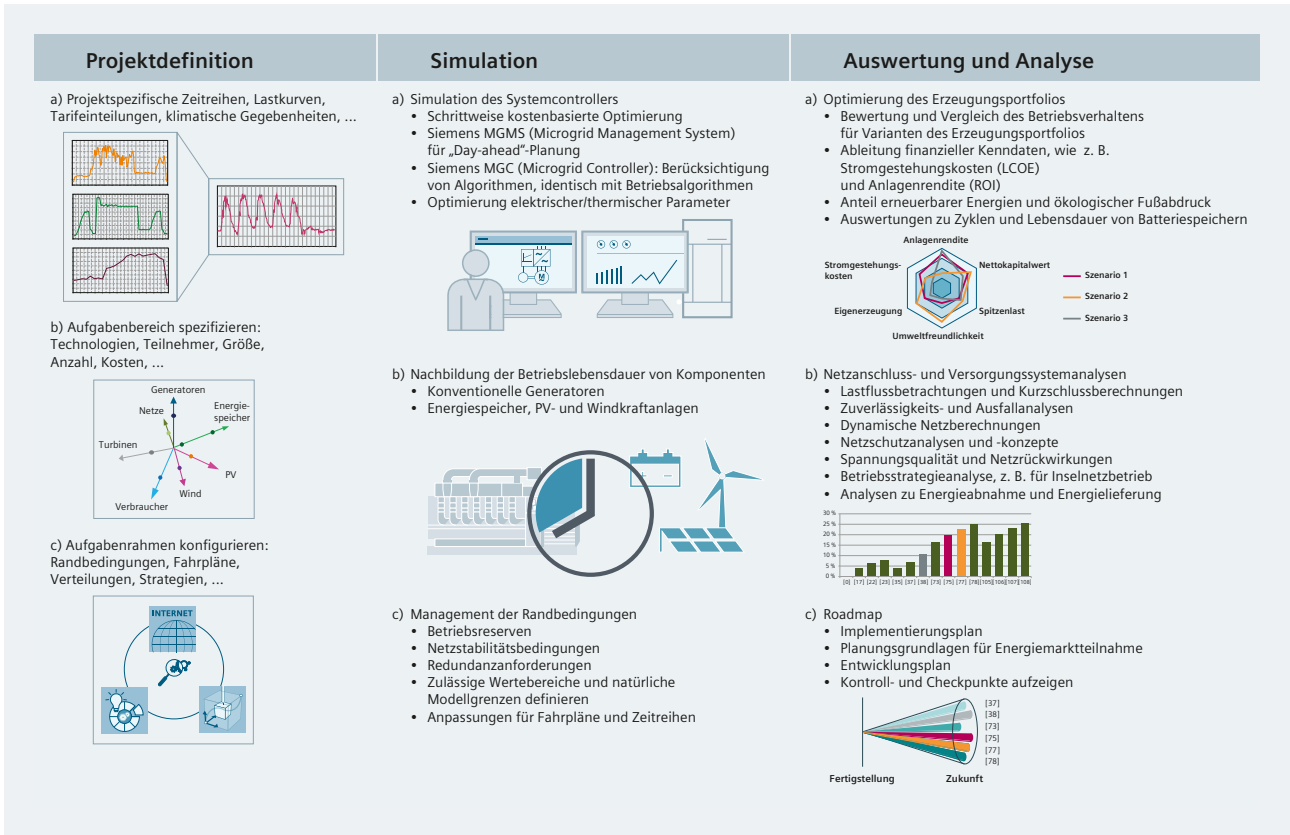


Abb. 3/13: Prozessschritte in PSS®-basierten Planungsprojekten

ii) Einrichten von Steuerungs- und Überwachungsmöglichkeiten für Smart Energy Systems and Solutions

In der zweiten Phase von Abb. 3/11 und Abb. 3/12 erfolgt die technische Umsetzung für die Überwachung, für die Datensammlung und -auswertung sowie für den Abgleich zwischen Betriebsdaten und Berechnungs-/ Studienergebnissen. Bereits während der Planung muss die Auslegung entsprechender Hard- und Software berücksichtigt werden. Durch die Verwendung einheitlicher Algorithmen und Strukturen bei den zuvor erfolgten Studien mit PSS®DE und bei den Installationen mit SICAM werden systematische Abweichungen vermieden.

Die Produktpalette Microgrid Control, eine SICAM Applikation, ermöglicht die optimale Ansteuerung der lokal verfügbaren Erzeugungsanlagen und Verbraucher, um das Erreichen vereinbarter Ziele wie hohe Verfügbarkeit,

Spannungsqualität oder Autarkie zu gewährleisten. Als Beispiel für die Überwachung und die Kommunikationsanbindung durch Microgrid Control mit dem Nutzerinterface Microgrid HMI (Mensch-Maschinen-Schnittstelle) wird in Abb. 3/14 eine entsprechende Bildschirmansicht gezeigt.

Das Microgrid-System unterstützt die Überwachung und Steuerung von Betriebsmitteln wie:

- Konventionellen Generatoren mit Hubkolbenantrieb (z. B. für BHKW-Anlagen)
- Turbinen
- Batteriespeichersystemen
- Schaltbaren elektrischen Lasten
- Netzverknüpfungspunkt (PCC)
- Photovoltaikanlagen
- Windkraftanlagen.

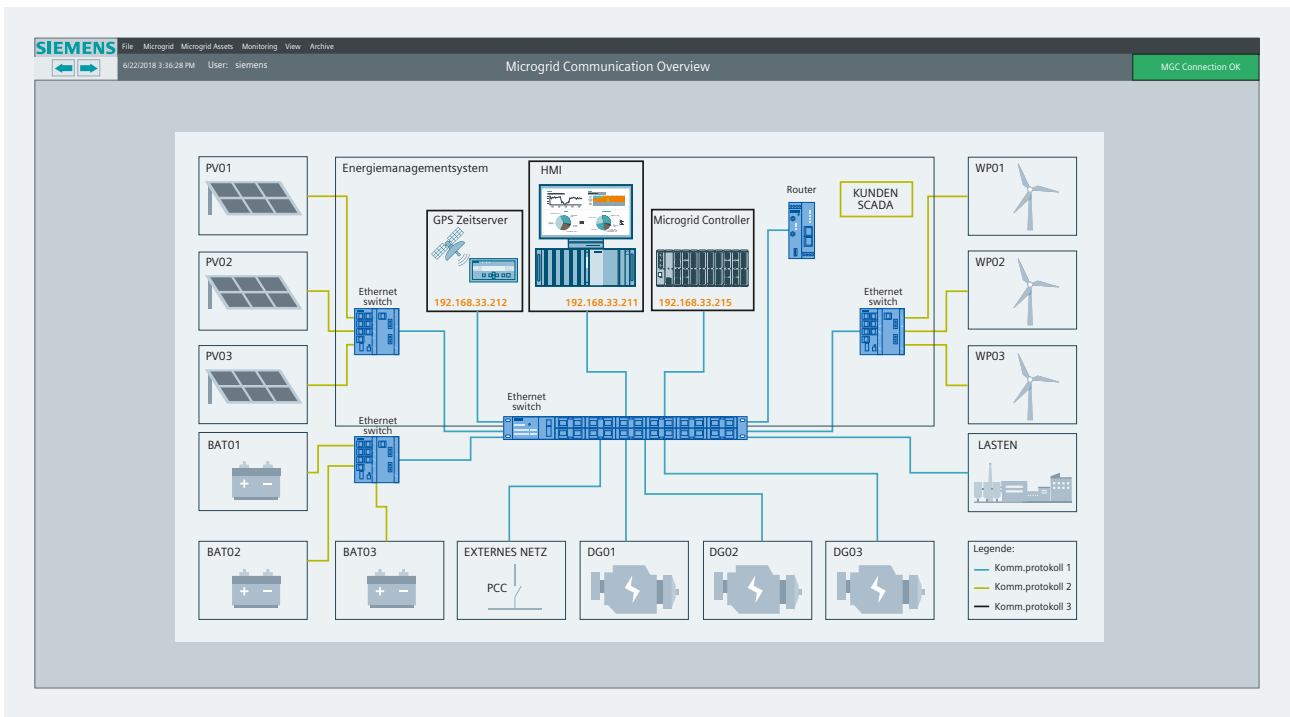


Abb. 3/14: Übersichtsbildschirm im Microgrid HMI für den Kommunikationsstatus

Englisch	Deutsch
Blackout detection	Automatische Erkennung eines Netzausfalls
Island detection	Automatische Inselnetzerkennung
Load Frequency Control (LFC)	Frequenzregelung im Inselnetzbetrieb
Automatic Voltage Control (AVC)	Spannungsregelung im Inselnetzbetrieb
Re-synchronization	Wiederzuschaltung nach Inselnetzbetrieb
Generator control/monitoring	Ansteuerung von konventionellen Generatoren
CHP control/monitoring	Ansteuerung von BHKW-Anlagen
Battery storage control/monitoring	Ansteuerung von Batteriespeichieranlagen
Intentional islanding	Manuelle Inselnetzbildung
Load flow control (from/to grid)	Regelung des Lastflusses (vom/zum Netz)
Tariff monitoring & supervision	Überwachung von dynamischen Energietarifen
SMS messaging	SMS-Benachrichtigung
Operation modes	Betriebsmodi
Peak shaving	Spitzenlastkappung
Demand charge reduction	Reduktion der Kosten für die Netznutzung
Reserve monitoring	Überwachung von Reserveleistung im Netz
Load shedding & manual restoration	Lastabschaltung und -wiederzuschaltung
Photovoltaic control/monitoring	Steuerung/Überwachung von PV-Anlagen
Autostart sequencing	Automatischer Neustart von Erzeugungsanlagen
Load forecasting	Lastprognosen
Generation forecasting	Erzeugungsprognosen (z. B. für Wind-/ PV-Anlagen)
Scheduling	Fahrplanbasierte Steuerung der Funktionen und Modi

Tab. 3/2: Fertig verfügbare Features des Microgrid Controllers (in Deutsch und Englisch)



Um den Anforderungen des Kunden hinsichtlich der Erreichung seiner wirtschaftlichen und technischen Ziele zu entsprechen, werden vom Microgrid Controller unter anderem fertig verfügbare und umfassend getestete Features (siehe Tab. 3/2) bereitgestellt.

Die gesamte Steuerung basiert auf getesteten, fertig verfügbaren Funktionen. Zudem sind diese Funktionen in allen Teilen anpassbar und von daher flexibel einsetzbar.

### iii) Unterstützung im Betrieb durch DEOP

Nach der Installation der flexiblen, sicheren und zuverlässigen Microgrid Control-Produkte können im Betrieb mithilfe der Energieoptimierungsanwendung DEOP unter anderem Daten, Werte, Mitteilungen, Warnungen, automatisierte Schalt- und Kontrollvorgänge (siehe Abb. 3/12) hierarchisch verdichtet und weiter vermittelt werden – von der Anzeige bei der Anlage und der Mensch-Maschinen-Schnittstelle über die Kommunikation per Web-Interface bis zur Kontrollwarte in der Überwachungszentrale.

Beispiele für die Funktionalität sind:

- Überwachung / Steuerung aller Anlagenteile (SCADA)
- Leistungs- und Energiemanagement (Balance zwischen Verbrauch, Erzeugung, Speicherung und Bezug von Energie)
- Black-Out-Situationen managen (z. B. Wiederanfahrplan nach Abschaltungen)
- Frequenzstabilisierung und Spannungshaltung (Managen dynamischer Vorgänge in Smart Energy Systems and Solutions)
- Verknüpfung mit den Energiemärkten steuern (z. B. Leistungssteuerung, Regelreserven, virtuelles Kraftwerk (VPP))
- Managen zwischen Inselbetrieb und Netzversorgung (Synchronisierung).

DEOP dient als Web-Portal sowie für das Remote-Monitoring und -Benchmarking der Anlagenparameter (Energie). Die Cloudanwendung ist über eine Webschnittstelle in die Microgrid-Steuerung integriert. Die Funktionen der Cloudanwendung sind:

- Benchmark der Systemleistung und -performance
- Optimierung der Einsatzplanung
- Optimierung von Sollwertvorgaben
- Integration von Web- und Mobile-Anwendungen
- Überwachung und Berichterstattung
- Optimierung des Energieeinsatzes
- Verbesserung der Nachhaltigkeit
- Effizienzmaximierung
- Archivierung
- Erstellen von Preisprognosen
- Erstellen von Lastvorhersagen.

Daraus ableitbare Vorteile gegenüber einer konventionellen Datenverarbeitung sind in Abb. 3/15 schematisiert dargestellt.

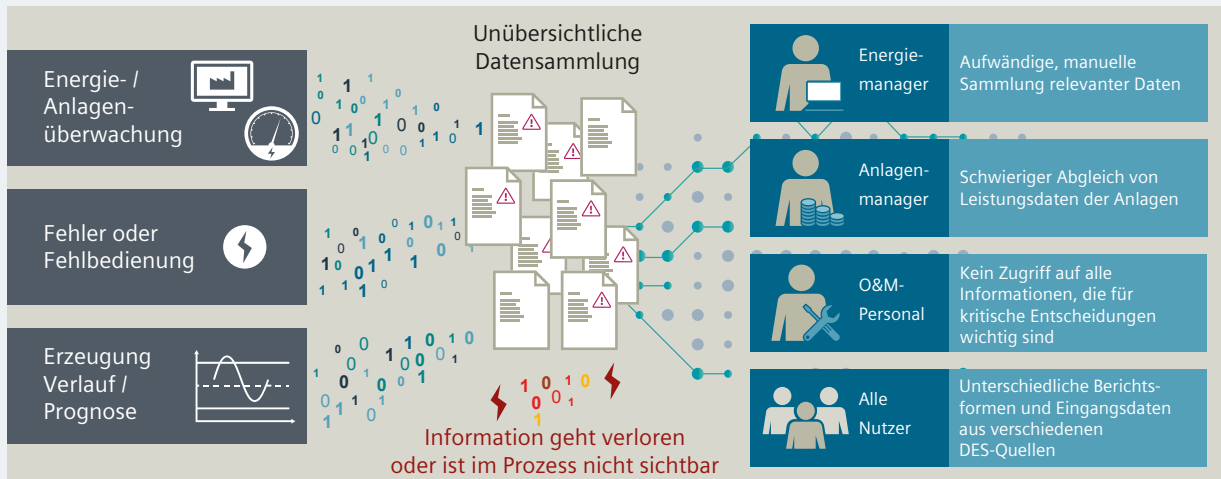
Das HMI von DEOP ist als Dashboard / Cockpit konzipiert, um Informationen auf übergeordneter Ebene über eine intuitive Benutzeroberfläche bereitzustellen. Entscheidungen auf unterschiedlichen Hierarchieebenen im Unternehmen können so unterstützt werden. Insbesondere die Anbindung an Energiemärkte mit stark situationsabhängigen Anforderungen verdeutlicht die Vorteile eines automatisierten Steuerungssystems für Ressourcen und Anlagen.

Ein wichtiges Element von DEOP ist die Erstellung von virtuellen Energieversorgungseinrichtungen (VPP) und die modellhafte Beschreibung von energietechnisch, ökonomisch und ökologisch relevanten Prozessen dazu. Selbstverständlich kann DEOP eine Verknüpfung mit Zuliefer- und Abnahmemärkten sowie Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern herstellen (Abb. 3/15).

1

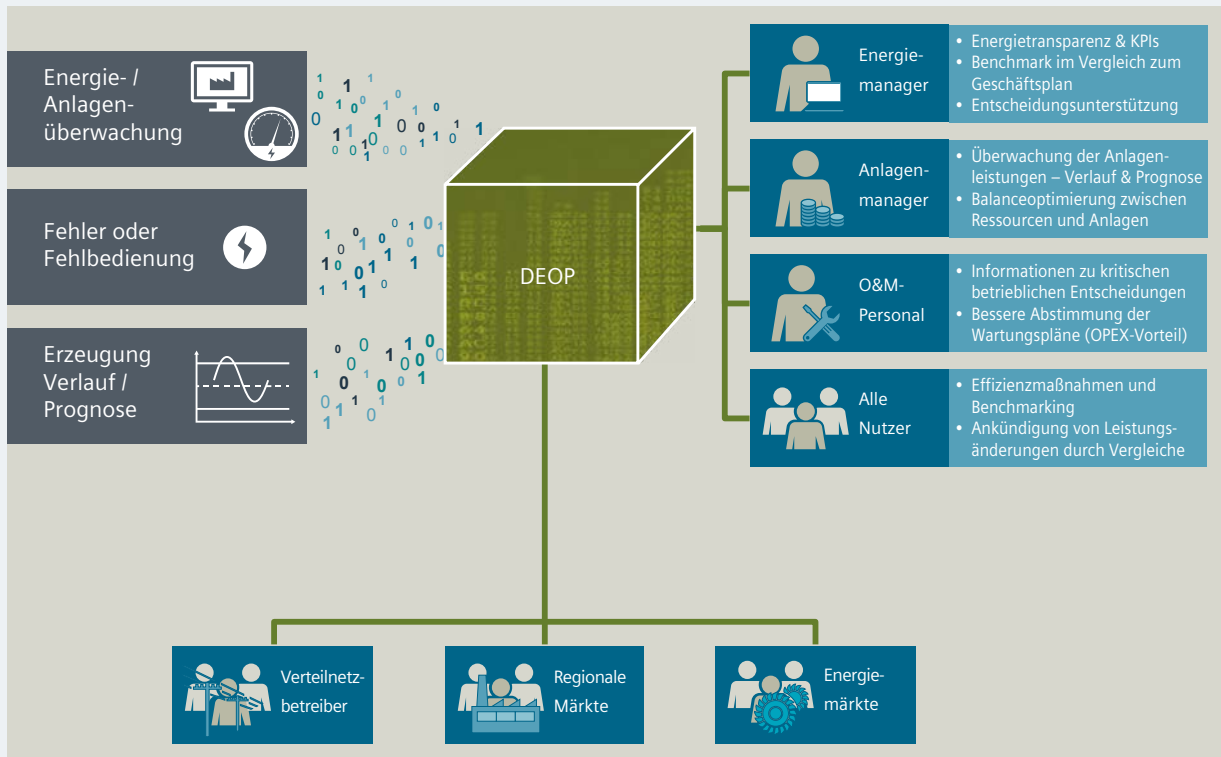
2

### Das Zusammenführen von Daten aus unterschiedlichen Quellen kann zu Divergenzen führen



3

### Ein zentrales System vereinfacht Datenverwaltung und erweitert Managementmöglichkeiten



4

5

6

7

Abb. 3/15: Vergleich zwischen konventioneller Datensammlung und einem zentralen Datenwürfel<sup>1)</sup> wie DEOP

<sup>1)</sup> Der Datenwürfel ist eine multidimensionale Organisationsform für Daten, wie sie zum Beispiel für Warenwirtschaftssysteme genutzt wird. Dadurch werden Kombinations- und Analysemöglichkeiten von Daten vereinfacht und verbessert.

# Kapitel 4

## Erstellung eines Planungskonzepts

4.1 Einspeisung	36
4.2 Einspeiseverteilung und Netzstruktur	38
4.3 Eigenerzeugung	39
4.4 Mittelspannungslastzellen und Niederspannungslastschwerpunkte auf Prozessebene	50
4.5 Beeinflussung des Motoranlaufs	59



# 4 Erstellung eines Planungskonzepts

1

Die projekt- und prozessspezifischen Anforderungen machen es praktisch unmöglich, ein universell anzuwendendes Konzept für die Planung der elektrischen Energieverteilung einer Industrieanlage zu finden. Dies gilt für einen Neubau (Greenfield) ebenso wie für einen Um- oder Erweiterungsbau (Brownfield) oder gar einen Wiederaufbau (Greyfield).

2

Die grundlegenden Planungsphasen für die Fabrikplanung in Abb. 2/3 müssen unter den vom Auftraggeber vorgegebenen Randbedingungen in Bezug auf die Entwicklung, Fortschreibung und Verfeinerung eines Energieverteilungskonzepts umgesetzt werden. Bereits für einen ersten groben Planungsüberblick ist eine Basis elementarer Nutzeranforderungen nötig, um bei der Grundlagenermittlung Standortgegebenheiten zu berücksichtigen und eine Abschätzung der benötigten Mittel einfließen zu lassen. Dazu gehört auch die Erstellung eines Grundschemas für die elektrische Energieverteilung. Eine Kostenabschätzung nur auf Basis der Grundflächengröße und eines gemittelten Leistungsbedarfs ist meist ungenau. Anschlussbedingungen, Umgebungseinflüsse, Sicherheitsanforderungen, Terminrahmen, prozess- und anlagentechnische Parameter sowie Nutzervorstellungen, beispielsweise bezüglich Betriebsvorgaben, Ausbaumöglichkeiten und Eigenenerzeugung von Strom und Wärme/Dampf, beeinflussen das Konzept und damit auch die Kostensituation stark.

3

Der unter älteren Voraussetzungen erstellte nordamerikanische Standard IEEE 141-1993 [4.1] geht bei einer sogenannten „vorläufigen Abschätzung“ („preliminary estimate“) davon aus, dass eine Fehleinschätzung der tatsächlichen Kosten von bis zu 40 % (siehe Kasten) möglich sei. Angesichts neuerer Entwicklungen, wie unter anderem

5

- Smart Energy Systems and Solutions (siehe Kap. 3.4)
- Energietransparenz für eine stete Betriebsanpassung
- Substitution brennstoffbasierter Techniken durch Elektroverbraucher
- Wärmerückgewinnung

6

wird die Unsicherheit bei einer Kostenabschätzung auf Basis eines flächenbasierten Leistungsbedarfs eher größer werden. Darum macht es aus heutiger Sicht nur noch bedingt Sinn, flächenspezifische Leistungswerte, wie zum Beispiel in [1.1], noch dazu mit großen Schwankungsbreiten, aufzuführen. Für erste Abschätzungen sollte zumindest ein Konzeptentwurf erstellt werden.

7

Im Standard IEEE 141-1993 („Red book“, [4.1]) werden folgende drei Näherungsschritte definiert:

1. Eine Schätzung auf Basis der Flächenangaben sowie Anzahl und Leistungsangaben von Motoren oder durch Vergleich mit ähnlichen Projekten: Endgültig ermittelte Kosten liegen in der Regel 15 % unter oder 40 % über diesem Schätzwert.
2. Eine technische Abschätzung („engineering estimate“) auf Basis einer Schaltskizze („one-line diagram“ in [4.1] – im weiteren als Single-Line-Diagramm bezeichnet): Endgültig ermittelte Kosten liegen in der Regel 10 % unter oder 20 % über diesem Schätzwert.
3. Eine Detailabschätzung („detailed estimate“), der bereits die Angebote der Hersteller und Detailskizzen der Anlage zugrunde liegen: Endgültig ermittelte Kosten liegen in der Regel 5 bis 10 % unter oder über diesem Schätzwert.

Dabei wird üblicherweise auf Erfahrungswerte und Konzepte aus ähnlichen Projekten zurückgegriffen. Über Plausibilitätschecks und durch Abstimmung mit dem Auftraggeber wird dann ein Entwurf für die Versorgungsstruktur erstellt.

Einfache Leistungsbedarf- und Kostenabschätzungen für die Grundlagenplanung sollten auf einfachen Angaben zu den drei Eckpunkten der elektrischen Energieverteilung in Abb. 3/9 aufbauen – Einspeisung, Eigenerzeugung und Verbraucher (Speicher wirken sowohl als Erzeuger wie auch als Verbraucher). Dementsprechend ist es eine der ersten Aufgaben des Planers, aus den Nutzeranforderungen ein Konzept als Startpunkt für die Netzplanung und -projektierung zu entwerfen (Abb. 4/1).

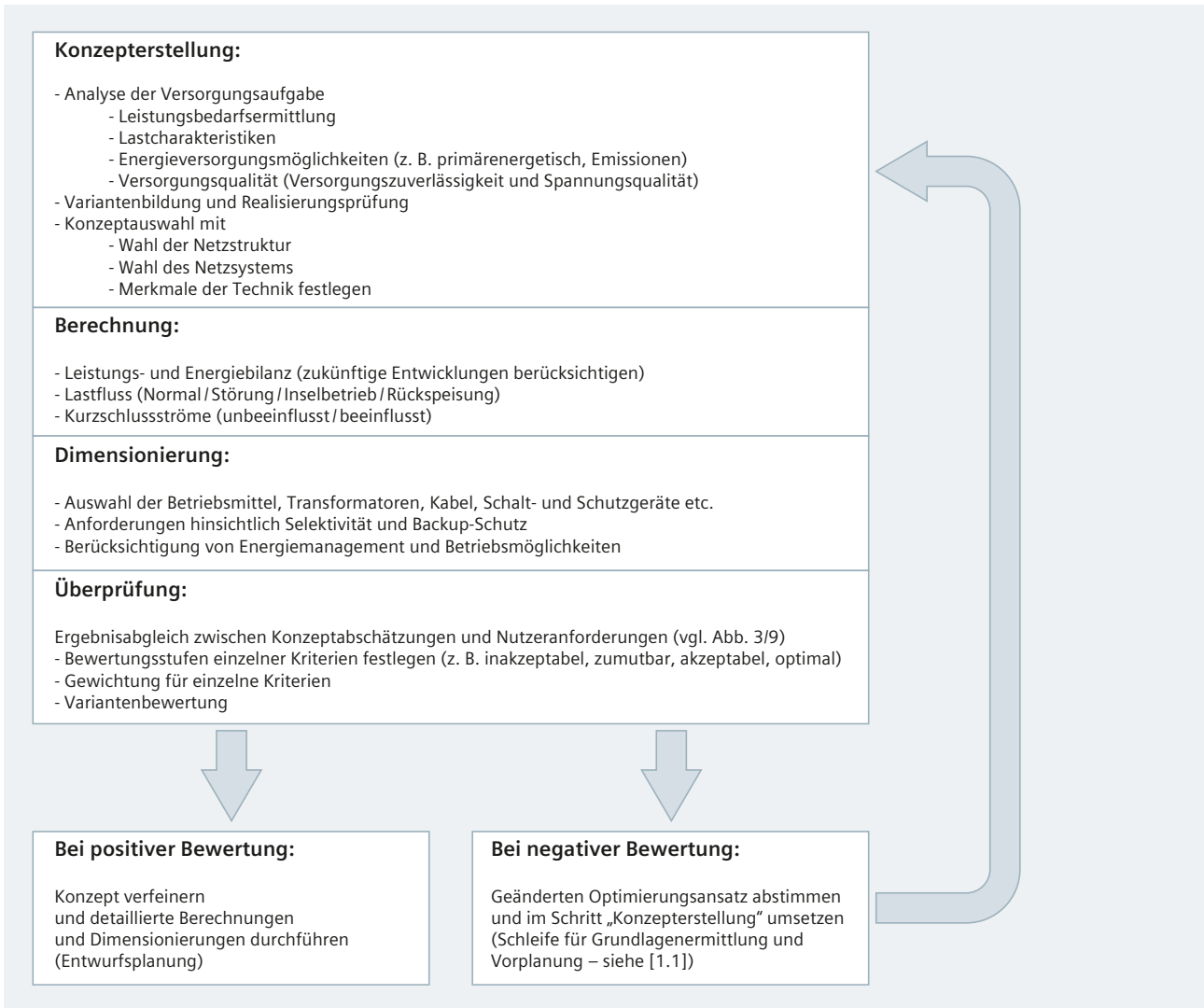


Abb. 4/1: Ablaufdiagramm Konzeptfindung

Gerade bei der Erstellung eines Konzepts ist die Entwicklung und Bewertung verschiedener Varianten entscheidend für die Planungsqualität und Umsetzbarkeit. Denn schon für die Konzeptfindung sind prozess- und betriebspezifische Auslegungsparameter, externe Randbedingungen und bekannte Ausstattungsvorgaben zu berücksichtigen. Für die Varianten, die geeignet erscheinen, werden Berechnungen und Dimensionierungen durchgeführt, um beispielsweise Kosten und Raumbedarf abschätzen zu können oder die Umsetzbarkeit der weiteren Nutzeranforderungen (wie in Abb. 3/9 aufgeführt) zu überprüfen.

Um den Ablauf der Konzepterstellung zu verdeutlichen, ist ein Strukturdiagramm (Abb. 4/2) hilfreich. Darin sind grundlegende Entscheidungsebenen für ein Grobkonzept vereinfacht gegliedert:

1. Einspeisung
2. Einspeiseverteilung und Netzstruktur
3. Eigenerzeugung
4. Mittelspannungslastzellen und Lastschwerpunkte auf Prozessebene
5. Verbraucher- und Lastenaufteilung.

In Abb. 4/2 wird die mögliche Vielfalt an Varianten und Optionen für die einzelnen Ebenen noch nicht deutlich. In den folgenden Unterpunkten wird ein mögliches Vorgehen skizziert. Zu den weiteren Auslegungsschwerpunkten, die allerdings von einer größeren Detailkenntnis über das Projekt abhängig sind, gehören:

- Versorgungsqualität der Einspeisung durch den Verteilnetzbetreiber (VNB)
- Kurzschlussbeanspruchung im Mittel- und Niederspannungsnetz (neben der VNB-Einspeisung müssen große motorische Lasten und Generatoren berücksichtigt werden)
- Sternpunktterdung und Schutzauslegung für die Einspeiseverteilungsebene
- Bewertung der Spannungsqualität (z. B. Beeinflussung durch Laständerungen oder Anlauf großer Antriebe)
- Netzsystem (Erdung) für das Niederspannungsnetz in der Prozessverteilungsebene
- Netzurückwirkungen und Kompensation im gesamten Netz
- Schutzauslegung in der Prozessverteilungsebene.

Auf das prinzipielle Vorgehen bei der Erstellung eines Grobkonzepts haben die oben genannten Punkte keinen

direkten Einfluss, aber jede Information darüber kann das erstellte Konzept beeinflussen. Im Folgenden werden die wesentlichen Elemente und Randbedingungen beschrieben, die bei der Konzeptentwicklung einer zuverlässigen elektrischen Energieverteilung für Industrieanlagen zu beachten sind. Allerdings kann durch Änderung und/oder Erweiterung der Rahmenkenntnisse sowie beim Setzen anderer Planungsschwerpunkte die Konzepterstellung verfeinert, variiert oder komplett anders aufgebaut werden. Bei einer projektspezifischen Konzepterstellung können die TIP-Ansprechpartner von Siemens ([www.siemens.de/tip-cs](http://www.siemens.de/tip-cs)) unterstützen.

### 4.1 Einspeisung

Zwei ausschlaggebende Kenngrößen für die Auswahl der VNB-Einspeisung sind:

- a) Die vorhandene Infrastruktur des VNB
- b) Die Kundenanforderungen bezüglich des aktuellen und zukünftigen Leistungsbedarfs.

Mit Hilfe eines einfachen Entscheidungsdiagramms (Abb. 4/3) lässt sich ein Einspeisekonzept auswählen:

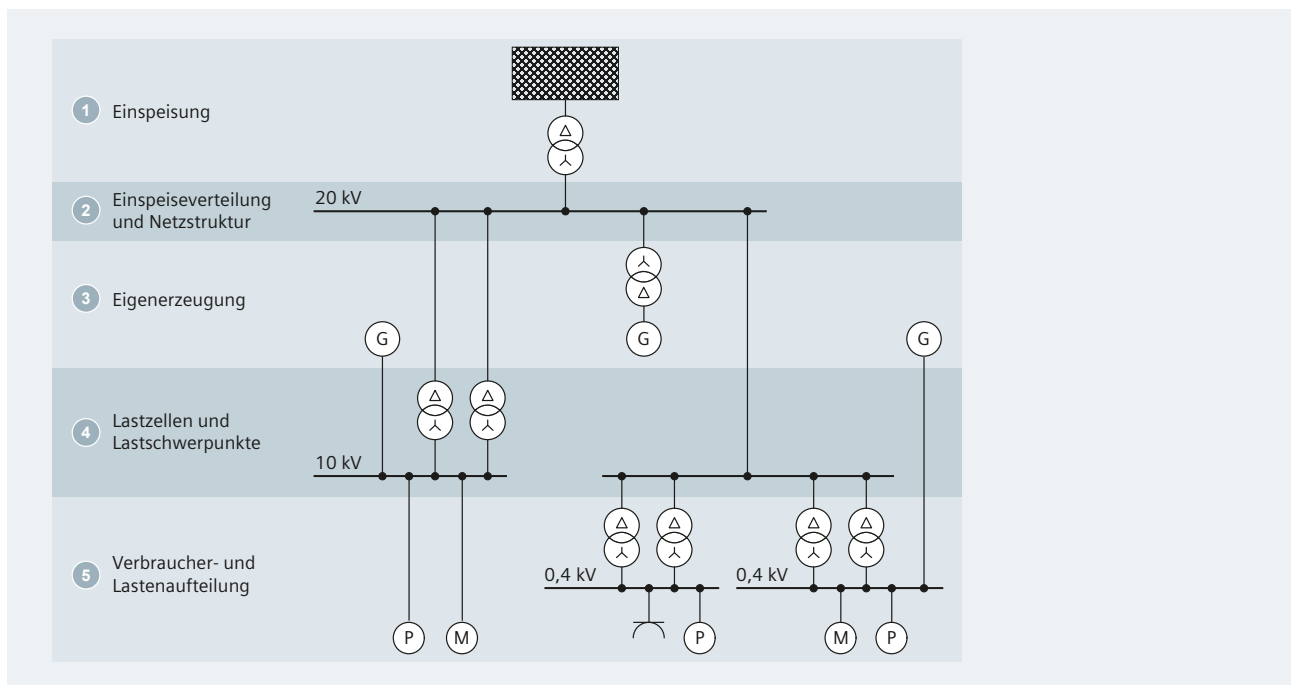


Abb. 4/2: Strukturdiagramm zur Veranschaulichung der Ebenen eines Grobkonzepts

- Einschleifen in einen vorhandenen Mittelspannungsring<sup>1)</sup>, typischerweise für kleinere Industriebetriebe mit der maximalen Anschlussleistung:

$$S_{\max} \leq 3 \text{ MVA}$$

bei Netzennspannung  $U_{nN} = 10 \text{ kV}$

$$S_{\max} \leq 5 \text{ MVA}$$

bei Netzennspannung  $U_{nN} = 20 \text{ kV}$

- Versorgung direkt vom Umspannwerk<sup>2)</sup>, typischerweise über Doppelstich mit zwei Kabelverbindungen:

$$3 \text{ MVA} < S_{\max} \leq 14 \text{ MVA}$$

bei Netzennspannung  $U_{nN} = 10 \text{ kV}$

$$5 \text{ MVA} < S_{\max} \leq 20 \text{ MVA}$$

bei Netzennspannung  $U_{nN} = 20 \text{ kV}$

- Versorgung aus dem Hochspannungsnetz (Anschlussennspannung  $U_{nVNB} = 110 \text{ kV}$ ) über einen oder mehrere eigene Transformatoren<sup>3)</sup>:

$$14 \text{ MVA} > S_{\max}$$

bei Netzennspannung  $U_{nN} = 10 \text{ kV}$

$$20 \text{ MVA} > S_{\max}$$

bei Netzennspannung  $U_{nN} = 20 \text{ kV}$ .

Selbstverständlich gilt es, die Anschlussmöglichkeiten mit dem Betreiber des Verteilnetzes abzustimmen (siehe z. B. Kap. 4.3 zu Technischen Anschlussbedingungen). Dabei sind weitere Rahmenbedingungen wie Entfernungen, Kurzschlussströme, Einsatz und Verhalten von Motoren beziehungsweise Motorstartern und Generatoren sowie die benötigte Versorgungsqualität zu berücksichtigen.

1) Für die Einschleifung in einen öffentlichen Mittelspannungskabelring ist eine obere Bezugsleistung üblich, die etwa 50 % der maximalen Übertragungsfähigkeit des normalerweise offenen Rings entspricht.

2) Die Leistungsbegrenzung beim Direktanschluss an ein Umspannwerk wird zumeist durch dessen Umspanner / Transformator bestimmt. Häufig werden 31,5-MVA-Transformatoren (Sekundärspannung 10 kV) beziehungsweise 63-MVA-Transformatoren (Sekundärspannung 20 kV) genutzt, sodass sich, bei einer Begrenzung auf ein Drittel dieser Leistungen, die oberen Grenzen von etwa 14 MVA und 20 MVA ergeben. Viele Versorger nutzen die Erdschlusskompensation zur Sternpunktterdung.

3) Wird mit eigenen Transformatoren ein nutzeigenes Einspeisenetz erzeugt, kann die Sternpunktterdung spezifisch für die Anforderungen des eigenen Netzes ausgelegt werden (das ist ein Vorteil gegenüber den beiden vorherigen Varianten). Details dazu siehe [1.2]. Bei einer sekundärseitigen Dreiecksschaltung der Transformatoren kann dieser Sternpunkt nicht am Transformator erzeugt werden, sondern muss über einen Sternpunktbildner (Erdungstransformator) auf der Einspeiseverteilungsebene erzeugt werden. Bei der Auswahl und Dimensionierung des Sternpunktbildners und des Erdungswiderstands unterstützt der Consultant Support von Siemens TIP.

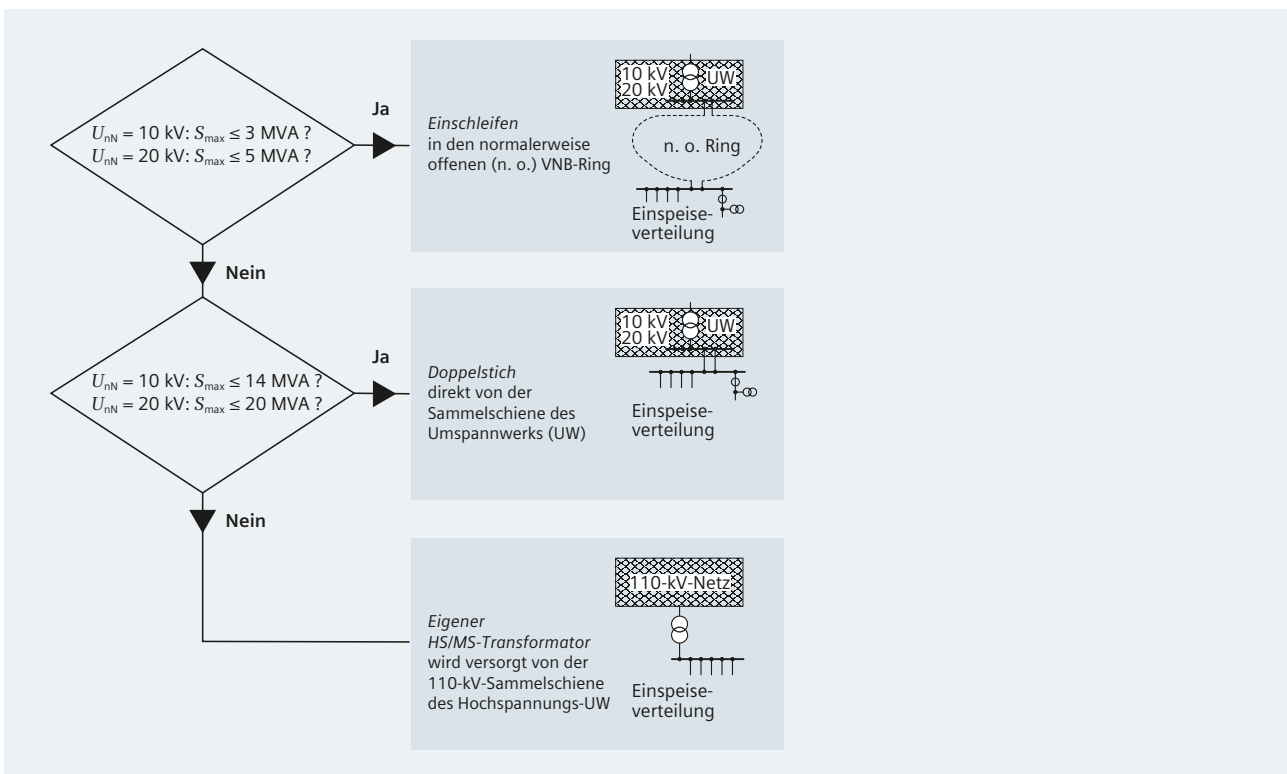


Abb. 4/3: Entscheidungsdiagramm für die Wahl der Netzeinspeisung von Industriebetrieben

sichtigen (siehe Kap. 4.4). Wenn detaillierte Angaben für die Grundlagenplanung nicht vorliegen, wird der einfache Ansatz fortgeführt und gegebenenfalls entsprechend Abb. 4/1 mit geänderten Parametern angepasst.

## 4.2 Einspeiseverteilung und Netzstruktur

Die Netzennspannung der Einspeiseverteilung wird entsprechend der Einspeisespannung von Kap. 4.1 gewählt. IEC 60038 gibt Normspannungen der Mittelspannung ( $1 \text{ kV} < U_{nN} \leq 35 \text{ kV}$ ) und der Hochspannung ( $35 \text{ kV} < U_{nN} \leq 230 \text{ kV}$ ) vor. In IEC 60038 wird vermerkt, dass für neue öffentliche Verteilnetze die Spannung von 6 kV nicht mehr verwendet werden soll. Für höhere Spannungsebenen (10, 20 oder 30 kV) im Industriebereich spricht gegenüber 6 kV außerdem Folgendes:

- Kleinere Bemessungs-Kurzschlussein- und Kurzschlussausschaltströme (gleiche Kurzschlussleistung vorausgesetzt;  $I_{ma}$  und  $I_{sc}$  sind bei 6 kV um einen Faktor 1,67/3,33/5 bei 10/20/30 kV größer)
- Kleinere Kabelquerschnitte (etwa Faktor 2 ... 3 für 10 kV und bis zu etwa Faktor 6 ... 10 bei 30 kV kleiner gegenüber 6 kV; gleiche zu übertragende Leistung bzw. Kurzschlussleistung vorausgesetzt)
- Höhere Energieeffizienz (durch geringere Netzverluste)

- Ausreichend lange Staffelzeiten für den UMZ-Schutz als Haupt- und Reserveschutz aufgrund kleinerer Kurzschlussströme<sup>4)</sup>.

Bei den Netzstrukturen können drei Grundformen (Abb. 4/4) unterschieden werden:

- Strahlennetz
- Ringnetz
- Maschennetz.

Daraus lassen sich Varianten beziehungsweise Kombinationen (Abb. 4/4) ableiten, wie zum Beispiel:

- Linien-/Busnetz
- Baumnetz
- Doppelstichnetz.

Anzumerken ist, dass Abb. 4/4 nur Strukturen zeigt und noch keine Angaben zu Einspeisung, Erzeugung und Verbrauch macht. Das Baumnetz stellt eine Verknüpfung von Strahlennetzen dar. Wenn eine Kupplung zwischen den beiden Einspeiseverteilungen vorhanden ist, kann das Doppelstichnetz als einfache Kombination einzelner Ringnetze gesehen werden.

<sup>4)</sup> Kleinere Kurzschlussströme verursachen eine geringere thermische Durchlassenergie ( $I^2t$ ) und einen schwächeren Stoßkurzschlussstrom ( $i_p$ ). Die dadurch möglichen, längeren Abschaltzeiten beeinflussen die möglichen Staffelstufen des UMZ-Schutzes positiv.

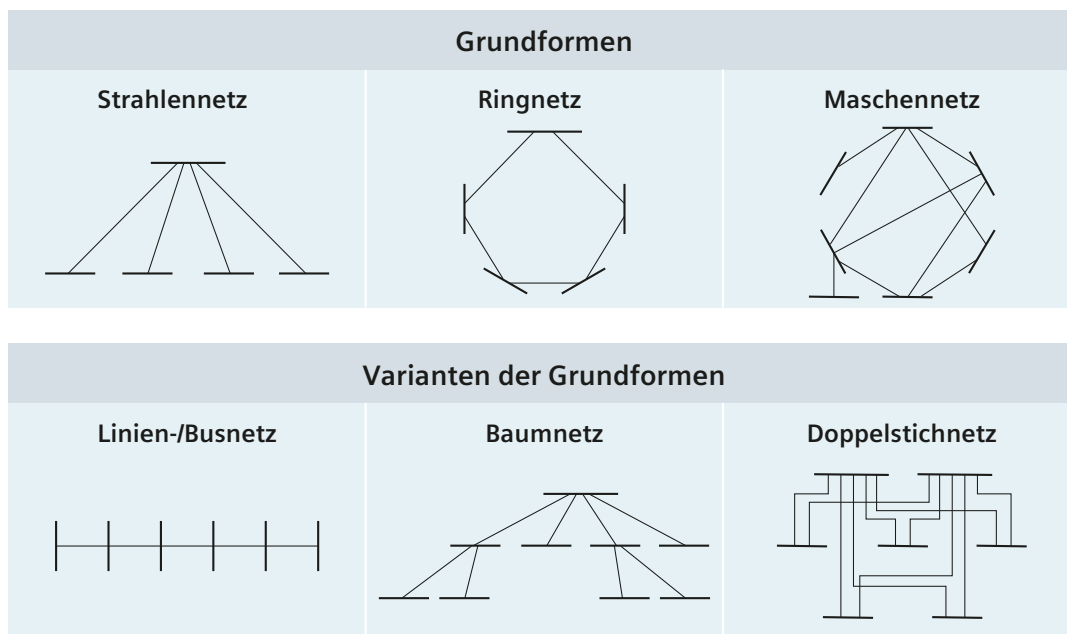


Abb. 4/4: Netzstrukturen für die Stromverteilung



Betriebsbedingte Varianten des Ring- und des Doppelstichnetzes, die sich bei Normalbetrieb unterscheiden, können in „offene“ und „geschlossene“ Betriebsweise unterteilt werden. Der „offene Ring“ entspricht dabei einem Linien-/Busnetz. Beim „offenen Doppelstich“ ist dementsprechend jeder einzelne Ring im Normalbetrieb aufgetrennt.

*Achtung:* Grundsätzlich gilt, dass ein „geschlossener“ Betrieb bei Einspeisung von zwei getrennten Quellen von Energieversorgern nicht möglich ist. Eine Möglichkeit, getrennte Quellen zu koppeln, bietet der SIPLINK von Siemens. Durch die Umrichtertechnik kann eine entsprechende Anpassung der Netze erfolgen, zum Beispiel für Frequenzanpassungen, wie sie in Südamerika nötig sind, wenn ein 50-Hz-Netz (Argentinien, Paraguay) mit einem 60-Hz-Netz (Brasilien) gekoppelt werden soll. Oder für die Versorgung US-amerikanischer Industrieanlagen (Chemie, Öl & Gas), die in Asien betrieben werden. Ein Parallelbetrieb von Versorgungsnetz und Generator ist möglich, wenn der Generator synchronisiert ist.

Bei der Wahl der Netzform ist zu beachten, dass der projektspezifische Rahmen die individuelle Gewichtung einzelner Kriterien vorgibt und gegebenenfalls spezielle Kriterien definiert, um eine Netzform zu präferieren oder auszuschließen. Da das Mittelspannungseinspeisernetz in Industrieanlagen typischerweise als Strahlen-, Ring- oder Doppelstichnetz aufgebaut wird, zeigt Tab. 4/1 wichtige Kriterien für den Vergleich dieser drei Netzstrukturen. Die Einschätzung der Kriterien kann bei der Entscheidungsfindung während der Projektierung unterstützen.

### 4.3 Eigenerzeugung

Für den Betrieb einer Eigenerzeugungsanlage parallel zu einem Verteilnetz gibt es eine Reihe von Gründen:

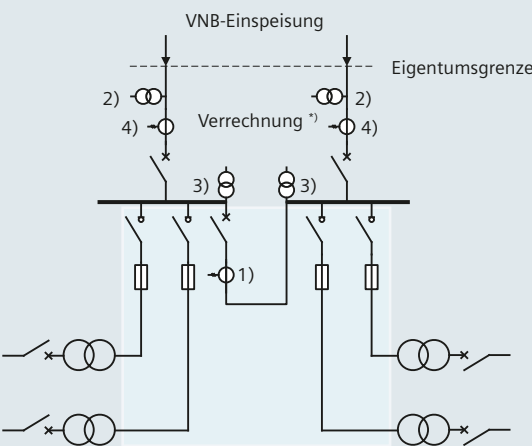
- Bei Bedarf an Prozesswärme kann bei der Umsetzung von Energieträgern durch die Kraft-Wärme-Kopplung gleichzeitig elektrische Energie erzeugt werden
- Bei unzureichender öffentlicher elektrischer Energieversorgung, die zur Beeinträchtigung der Fertigungsprozesse führen kann
- Zur Notstromversorgung von sicherheitsrelevanten Anwendungen, wie beispielsweise in IEC 60364-5-56 (Stromquellen für Sicherheitszwecke<sup>5)</sup>) beschrieben

<sup>5)</sup> Anmerkung: Gemäß IEC 60364-5-56 sind zwei getrennte, voneinander unabhängige Einspeisungen als Quelle zur Sicherheitsstromversorgung zulässig, wenn es unwahrscheinlich ist, dass beide Einspeisungen gleichzeitig ausfallen.

- Zur Vermeidung oder Minderung von Energieverbrauchs-kosten, insbesondere von Umlagen, Steuern oder ähnlichen Zusatzkosten (z. B. Netzentgelte) im Zusammenhang mit dem Energieverbrauch und dem Spitzenlastbedarf
- Zur Verbesserung des ökologischen Fußabdrucks eines Unternehmens
- Zur Nutzung energetisch verwertbarer Produktionsreststoffe, wie zum Beispiel in der Holz- und Papierindustrie oder sogenannter Kuppelgase in der Stahlindustrie.

Durch ein zunehmendes Interesse an der Eigenerzeugung in der Industrie mit Kraft-Wärme-Kopplung oder durch regenerative Energienutzung von Wind, Sonne und Biomasse werden auch die Verteil- und Übertragungsnetze beeinflusst. Große Kraftwerke, die wesentlich zur Netzstützung beitragen, werden seltener. Volatile, kleine Energieerzeuger, die zudem teilweise über Wechselrichter an das Netz angeschlossen werden, sollen diese in immer stärker dezentralisierten Netzen ersetzen. Daher muss auch bei kleineren Erzeugungsanlagen ein stärkeres Gewicht auf eine ausreichende Funktionalität hinsichtlich Netzstabilisierung gelegt werden.

Beim Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen mit den öffentlichen Netzen ist eine geregelte Integration der Anlagen für den Normalbetrieb ebenso wie im Störfall gefordert. Üblicherweise weisen die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber in Netzanschlussbestimmungen (Grid Codes) die Anforderungen für die Anbindung aus. Grundlage für die Bestimmungen bilden in der Regel nationale und internationale Standards sowie Richtlinien und Erfahrungswerte (Tab. 4/2). Wichtig ist es zu wissen, dass durch die großen Umstrukturierungen, die weltweit im Elektrizitätsmarkt im Gange sind, ein ständiger Anpassungsprozess bei Gesetzen, Normen, Spezifikationen, Richtlinien, Bestimmungen und Bedingungen erfolgt. Deshalb muss bei Verweisen auf diese Schriften immer der dann aktuelle Stand zur Betrachtung herangezogen werden.

Legende	Strahlennetz
<p>1) Stromwandler für Schutzzwecke                      2) Spannungswandler zur Messung                      3) Spannungswandler für Schutzzwecke (optional)                      4) Kombiniertes Stromwandler mit 2 Kernen für Mess- und Schutzzwecke                      5) Spannungswandler für Schutzzwecke</p> <p>*) Schaltanlagenspezifische „Systemwandler“ zur Verrechnung</p>	

Auslegungsmerkmale für Mittelspannungsnetzstruktur	Strahlennetz
<p><b>Kabelfehler, mittlungsseitig (markierte Bereiche)</b></p>	<p>Der fehlerbehaftete Kabelstrang wird durch das Schalt- und Schutzgerät herausgetrennt / abgeschaltet. Es gibt keine Umschaltungsmöglichkeit auf die andere Quelle                      → Angeschlossene Transformatoren und zugehörige Verbraucher werden nicht weiterversorgt</p>
<p><b>Schutztechnik</b></p>	<p>Einfacher Aufwand (Abgangsschutz mit Lasttrennschalter-Sicherungs-Kombination)</p>
<p><b>Netzüberwachung im Betrieb</b></p>	<p>Gesonderter Aufwand mit Strom- und/oder Spannungswandlern sowie Mess- / Anzeigegeräten</p>
<p><b>Spannungseinbruch im Kurzschlussfall</b></p>	<p>Niedrig für die nicht vom Fehler betroffenen Abzweige, bei Absicherung mit HH-Sicherungen und entsprechend kurzen Abschaltzeiten (&lt; 10 ms)</p>
<p><b>Personengefährdung</b></p>	<p>Gering, da durch die kurze Abschaltzeit (&lt; 10 ms) und die strombegrenzende Wirkung von HH-Sicherungen die freigesetzte Lichtbogenenergie im Kurzschlussfall meist gering ist [1.2]</p>
<p><b>Verfügbarkeit</b></p>	<p>Keine Redundanz, daher im Fehlerfall niedrige Verfügbarkeit für den betroffenen Abzweig</p>
<p><b>Aufbau der Schaltanlage</b></p>	<p>Die Schaltanlage kann unter Umständen unmittelbar in der Produktionshalle stehen (z. B. Beachtung von Umgebungsbedingungen wie Temperatur, Staub, Feuchtigkeit u.v.m.)</p>

Hinweis: Aufgrund der Planungskomplexität können in obiger Tabelle keine allgemein gültigen Einschätzungen vorgenommen werden. Alle Angaben beziehen sich auf verallgemeinerte Erfahrungswerte. Wie in Abb. 4/1 beschrieben, muss der Entwurf eines Konzepts mit Daten und Angaben konkretisiert und durch Berechnungen sowie Dimensionierungen verifiziert und verfeinert (oder gegebenenfalls auch komplett geändert) werden.

Tab. 4/1: Merkmale der Mittelspannungsnetzstrukturen

Ringnetz	Doppelstichnetz
<p>Ringnetz, normal geschlossen (n. c.; en: normally closed)</p>	<p>Doppelstichnetz, normal offen (n. o.; en: normally open)</p>
<p>Schutztechnik mit Richtungserfassung wird benötigt, um den fehlerbehafteten Kabelstrang selektiv herauszutrennen/abzuschalten                  → Angeschlossene Transformatoren und zugehörige Verbraucher werden ohne Unterbrechung durch das Ringkonzept (n. c.) weiterversorgt</p>	<p>Der fehlerbehaftete Kabelstrang wird durch das Schalt- und Schutzgerät selektiv herausgetrennt/abgeschaltet                  → Vom Fehlerertritt bis zur Fehlerklärung, samt Umschaltung im Doppelstichnetz, werden angeschlossene Transformatoren und zugehörige Verbraucher nicht versorgt; Verbraucher müssen dann gegebenenfalls erst wieder starten</p>
<p>Hoher Aufwand (Leistungsschalter plus Schutzgerät mit Strom- und Spannungswandler samt Richtungserfassung)</p>	<p>Mittlerer Aufwand (Leistungsschalter plus Schutzgerät mit Stromwandler)</p>
<p>Einfach möglich durch die in Schutzgeräten (z. B. SIPROTEC) integrierte Funktionalität</p>	<p>Einfach möglich durch die in Schutzgeräten (z. B. SIPROTEC) integrierte Funktionalität</p>
<p>Kann deutlich größer sein, da bei einer Absicherung mit Leistungsschaltern mit einer Abschaltzeit von 70 bis 120 ms für Fehlererfassung, Auslösung, Schaltereigenzeit, Lichtbogenzeit plus der eingestellten Verzögerungszeit (typischerweise 0 bis 1 s) zu rechnen ist</p>	<p>Kann deutlich größer sein, da bei einer Absicherung mit Leistungsschaltern mit einer Abschaltzeit von 70 bis 120 ms für Fehlererfassung, Auslösung, Schaltereigenzeit, Lichtbogenzeit plus der eingestellten Verzögerungszeit (typischerweise 0 bis 1 s) zu rechnen ist</p>
<p>Höher, da die Abschaltzeit von 70 bis 120 ms mit Leistungsschaltern zu mehr als 7-fach höheren Lichtbogenenergiewerten als bei HH-Sicherungen führen kann (Beispiel siehe [1.1]); entsprechend hoher Aufwand für den Schutz nötig (z. B. Auslegung der Schaltanlagenkonstruktion)</p>	<p>Höher, da die Abschaltzeit von 70 bis 120 ms mit Leistungsschaltern zu mehr als 7-fach höheren Lichtbogenenergiewerten als bei HH-Sicherungen führen kann (Beispiel siehe [1.2]); entsprechend hoher Aufwand für den Schutz nötig (z. B. Auslegung der Schaltanlagenkonstruktion)</p>
<p>Redundanz ohne Versorgungsunterbrechung (n. c. Ring); Spannungseinbruch (s. o.) ist zu beachten</p>	<p>Redundanz gegeben, aber mit Versorgungslücke durch die Umschaltung von einer Stickleitung auf die andere</p>
<p>Separater elektrischer Betriebsraum für Schaltanlage nötig, um Gefährdungen durch hohe Kurzschlussenergie zu verhindern – oder andere konstruktive Maßnahmen</p>	<p>Separater elektrischer Betriebsraum für Schaltanlage nötig, um Gefährdungen durch hohe Kurzschlussenergie zu verhindern – oder andere konstruktive Maßnahmen</p>

Normen		
Regionen	Organisation	Norm
Weltweit	CENELEC	IEC/TS 62786
Europa	CENELEC	EN 50549-1/-2
Australien / Neuseeland	Standards Aus. / NZ	AS/NZS 3010
Nordamerika	IEEE	IEEE 1547, IEEE 2030
China	State Grid Corporation	Q/GDW 480-2015
Regeln, Richtlinien, Bestimmungen		
Regionen	Organisation	Richtlinie, Bestimmung
Europäisches Verbundnetz	ENTSO-E	z. B. NC RfG, NC DCC
Nordamerika	NERC	z. B. BAL-001, BAL-003, MOD-027
Australien	AEMC	z. B. NER V132

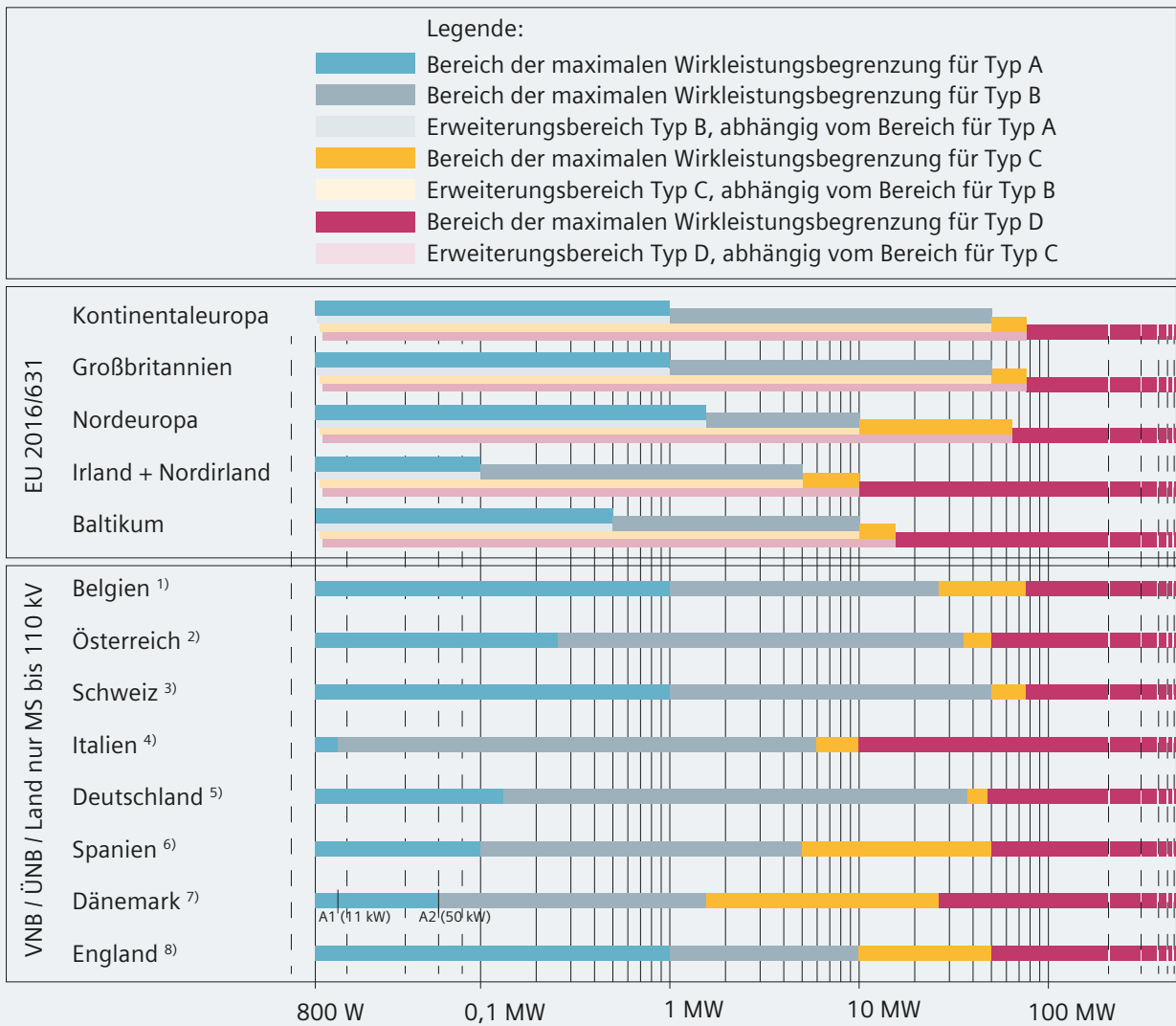
Tab. 4/2: Beispiele internationaler Normen und Spezifikationen sowie Richtlinien und Bestimmungen für den Anschluss von Energieerzeugungsanlagen (EEA) parallel zu öffentlichen Elektrizitätsnetzen

### 4.3.1 Normen, Spezifikationen

Die internationale Technische Spezifikation IEC/TS 62786 ist weit gefasst, da sie nicht nur 50-Hz-Netze, 60-Hz-Netze und den Niederspannungsbereich, sondern auch den Mittelspannungsbereich ohne Begrenzung der Leistung umfasst. Dementsprechend werden bei den geforderten Werten zur Auslegung von Eigenerzeugungsanlagen häufig Wertebereiche spezifiziert, die dann jeweils hinsichtlich der nationalen oder lokalen Situation genauer eingegrenzt werden müssen. Zusätzlich werden in nationalen und internationalen Umsetzungen der Technischen Spezifikation weitergehende Einschränkungen, Anforderungen und Hinweise vorgegeben. Bei der europäischen Umsetzung wird zum Beispiel eine Normenreihe (EN 50549) aufgesetzt, die eine Unterteilung bezüglich Netzspannung und Leistungsklassifikation normativ berücksichtigt, entsprechend der europäischen Verordnung 2016/631/EU (bekannt als NC RfG = Netzanschlussbedingungen für Stromerzeuger).

Die Verordnung 2016/631/EU definiert eine Typisierung der Anforderungen an Energieerzeugungsanlagen hinsichtlich der Spannungsebene für den Netzanschluss und der maximalen elektrischen Wirkleistungsabgabe (Typ A, B, C und D; siehe Abb. 4/5 und Kap. 4.3.2). Für eine Netzspannung am Anschlusspunkt von 110 kV und mehr sind stets die Anforderungen für Typ D zu erfüllen. Zusätzlich ist Typ D auch für niedrigere Netzspannungen anzusetzen, wenn vorgegebene Leistungsschwellenwerte der Maximalkapazität von Stromerzeugungsanlagen (siehe Abb. 4/5) überschritten werden.

In der Verordnung werden für unterschiedliche europäische Regionen (Kontinentaleuropa, Großbritannien, Nordeuropa, Irland und Nordirland, Baltikum) eigene Wertebereiche zur Typisierung vorgegeben. Bemerkenswert ist, dass die Spielräume für die Typisierung in den Richtlinien und Bestimmungen von VNB und ÜNB landesspezifisch entsprechend den eigenen Gegebenheiten genutzt werden.



1) RfG Requirements of General Application; 2019; Elia (Belgien)  
 2) TOR Erzeuger (jeweils eine Ausgabe für Typ A, Typ B, Typ C, Typ D); 2019; E-CONTROL (Österreich)  
 3) Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen; 2014; VSE/AES (Schweiz)  
 4) CEI 0-16; 2019; Norma Italiana CEI  
 5) VDE AR-N 4110 (TAR Mittelspannung); 2018; VDE/FNN (Deutschland)  
 6) Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631; 2019; Red Eléctrica (Spanien)  
 7) Technical Regulation 3.2.3; 2017 und Technical Regulation 3.2.5; 2016; Energinet (Dänemark)  
 8) Engineering Recommendation G99; 2019; ENA (England)

Abb. 4/5: Leistungsspezifische Kategorisierung für Stromerzeugungsanlagen bei einer Netzanschlussspannung kleiner 110 kV in Europa

### 4.3.2 Anforderungen beim Netzanschluss von EEA

In der Verordnung 2016/631/EU werden die Anforderungen für den Netzanschluss einer Energieerzeugungsanlage hinsichtlich dieser Typisierung und zusätzlich für synchrone oder nicht-synchrone Netzanbindung unterschieden. Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wird zur Typisierung die maximale elektrische Wirkleistungsabgabe herangezogen. Die prinzipiellen Anforderungen für die einzelnen Typen lassen sich grob zusammenfassen:

#### Typ A:

- Grundlegende Anforderungen zur Sicherung der Stromerzeugungskapazität
- Automatisierung in begrenztem Rahmen
- Minimale Steuerung durch den Netzbetreiber
- Verhinderung größerer Erzeugungskapazitätseinbrüche in weiten Bereichen des Netzbetriebs
- Minimierung kritischer Ereignisse sowie Festlegung von Interventionsmaßnahmen, falls doch systemkritische Ereignisse eintreten.

#### Typ B:

- Breiteres Spektrum an automatisierten dynamischen Reaktionen für eine größere Widerstandsfähigkeit gegenüber betrieblichen Vorkommnissen und Begrenzung der Auswirkungen von Netzereignissen
- Anforderungen zur Sicherstellung der dynamischen Reaktionsmöglichkeiten
- Umfangreichere Steuerungsmöglichkeiten durch den Netzbetreiber und entsprechend notwendige Informationen.

#### Typ C:

- Präzise, stabile und gut steuerbare dynamische Reaktion von wichtigen Systemdienstleistungen in Echtzeit, um die Versorgungssicherheit zu erhalten
- Koordinierte Eingriffe bei Gesamteinrichtungen der Stromerzeugung in unterschiedlichen Situationen bei Störungsfreiheit als auch bei Netzstörungen zu ermöglichen.

#### Typ D:

- Höhere Spannungsebene des Netzanschlusses der Erzeugungsanlagen (nach EU-Verordnung 2016/631:  $\geq 110$  kV) zur Gewährleistung eines stabilen Verbundnetzbetriebs in Europa.

Auf Grundlage der Typisierung in der Verordnung 2016/631/EU beachten die Normen EN 50549-1 und -2 die Anlagen vom Typ A und Typ B der Niederspannung (EN 50549-1) und der Mittelspannung (EN 50549-2).

*Ausnahme:* Stromerzeugungsanlagen mit einer Scheinleistungsabgabe bis zu 150 kVA können auch entsprechend den Anforderungen von EN 50549-1 an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden. Absprachen mit dem VNB sind stets möglich und die landes-, VNB- oder ÜNB-spezifischen Verordnungen, Richtlinien, Bedingungen und Bestimmungen (Beispiele in Abb. 4/5) sind zu beachten.

Sollte eine gegenseitige Beeinträchtigung verschiedener Anforderungen auftreten, müssen Schutz und Regelungen entsprechend EN 50549-1 und -2 hierarchisch angewandt werden (Bedeutung abnehmend von 1. nach 7.):

1. Schutz der Erzeugungseinheit (z. B. darf die Schutzeinrichtung der Erzeugungseinheit nicht vor dem Entkupplungsschutz auslösen, wenn a) der VNB nicht zustimmt oder b) vorhersehbare Betriebsbedingungen dies nicht erforderlich machen), gegebenenfalls unter Einbeziehung der Antriebsmaschine
2. Entkupplungsschutz und Schutz bei Fehlern innerhalb der Erzeugungsanlage
3. Spannungsstützung bei Fehlern und Spannungssprüngen
4. Wirkleistungsanpassung durch Fernkontrolle zur Verteilnetzunterstützung oder aufgrund lokal überhöhter Netzfrequenz
5. Wirkleistungsaktivierung bei zu niedriger Netzfrequenz
6. Blind- und Wirkleistungssteuerung
7. Weitere Steuerungskommandos zur Wirkleistungsregelung, zum Beispiel aufgrund nutzeigener Optimierungsvorgaben, wirtschaftlicher Gründe oder lokaler Marktgegebenheiten.

Für KWK-Anlagen in Industriebetrieben können besondere Anforderungen bezüglich der Wirkleistung zwischen Erzeuger und Netzbetreiber vereinbart werden. Eine dementsprechende Anpassung obiger Prioritätenliste kann erfolgen.

Im europäischen Verbundnetz sind Anforderungen für das Hochspannungsnetz mit 110 kV und darüber homogenisiert. IEC/TS 62786 und EN 50549-1 und -2 legen für den Mittel- und Niederspannungsbereich einen gemeinsamen Rahmen fest. Im Einzelnen können sich die von den nationalen oder lokalen Übertragungs- und Verteil-

netzbetreibern geforderten Ausprägungen unterscheiden. Zu den Anforderungen nach EN 50549-1 und -2, die hier nur kurz angerissen werden können, gehören:

1. Im Normalbetrieb:
  - a. Zulässige Mindestbetriebszeiträume mit Netzanschluss für festgelegte Frequenzbereiche<sup>6)</sup> → siehe Tab. 4/3
  - b. Zulässige minimale Wirkleistung bei Unterfrequenz → siehe Abb. 4/6
  - c. Für den minimal geforderten Bereich der Nennspannung  $U_n$  gilt bezogen auf die vereinbarte Netzanschlussspannung  $U_c$ :
    - EN 50549-1:  $0,85 U_c \leq U_n \leq 1,1 U_c$
    - EN 50549-2:  $0,9 U_c \leq U_n \leq 1,1 U_c$
    - (IEC/TS 62786:  $0,9 U_c \leq U_n \leq 1,1 U_c$ )

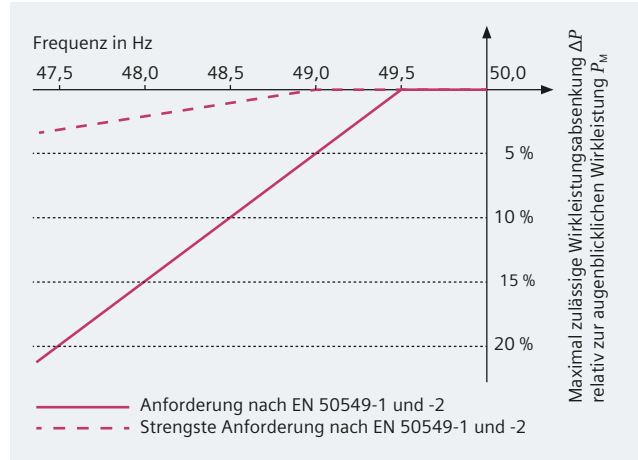


Abb. 4/6: Maximal zulässige Wirkleistungsreduktion bei Unterfrequenz

<sup>6)</sup> Die Forderung nach Frequenzstützung im europäischen Verbundnetz wurde durch die Erfahrungen mit der wachsende Energiebereitstellung von Photovoltaikanlagen im Niederspannungsnetz (50,2-Hz-Problem) sowie von Windkraft- und Eigenerzeugungsanlagen (49,5-Hz-Problem) getriggert [4.3]

EN 50549-1/-2		Frequenz in Hz												
		47,0	47,5	48,0	48,5	49,0	49,5	50,0	50,5	51,0	51,5	52,0		
EN 50549-1/-2	Mindestanforderungen			30 min			Unbegrenzt				30 min			
	Strengere Forderungen	20 s		90 min			Unbegrenzt				90 min	15 min		
EU 2016/631		Frequenz in Hz												
		47,0	47,5	48,0	48,5	49,0	49,5	50,0	50,5	51,0	51,5	52,0		
EU 2016/631	Kontinentaleuropa			30 min			Unbegrenzt				30 min			
	Nordeuropa			30 min			Unbegrenzt				30 min			
	Großbritannien	20 s		90 min			Unbegrenzt				90 min	15 min		
	Irland / Nordirland			90 min			Unbegrenzt				90 min			
	Baltikum			30 min			Unbegrenzt				30 min			
IEC/TS 62786		Frequenz in Hz												
		45,0	47,0					49,5	50,0	50,5			52,0	57,0
IEC/TS 62786	Netzfrequenz 50 Hz			Unbegrenzter Betrieb möglich				Unbegrenzt		Unbegrenzter Betrieb möglich				
				Frequenz für eine eingeschränkte Betriebsdauer (0,5 s bis 90 min)						Frequenz für eine eingeschränkte Betriebsdauer (0,5 s bis 90 min)				
		Frequenz in Hz												
		57,0					59,5	60,0	60,5			61,8		
IEC/TS 62786	Netzfrequenz 60 Hz			Unbegrenzter Betrieb möglich				Unbegrenzt		Unbegrenzter Betrieb möglich				
				Frequenz für eine eingeschränkte Betriebsdauer (0,5 s bis 90 min)						Frequenz für eine eingeschränkte Betriebsdauer (0,5 s bis 90 min)				

Tab. 4/3: Frequenzabhängige Zeitvorgaben für den Netzbetrieb von EEA nach EN 50549-1 und -2, 2016/631/EU und IEC/TS 62786

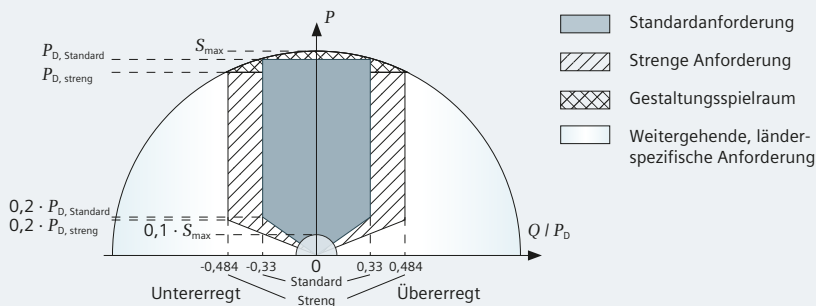
2. Für netzkritische Zustände:  
 a. Spannungsstützung durch Blindleistungsbereitstellung<sup>7)</sup>  
 → siehe Abb. 4/7

- b. Steuerungsmodi für die Spannungssteuerung nach EN 50549-1 und -2, von denen nur einer exklusiv aktiv sein darf:
- Modus des Einstellpunkts für  $Q$  (Sollwert für Ausgangsblindleistung)
  - Modus des Einstellpunkts für  $\cos \varphi$  (Sollwert für  $\cos \varphi$ )
  - $Q(U)$  (Ausgangsblindleistung als Funktion der Spannung)
  - $Q(P)$  (Ausgangsblindleistung als Funktion der Wirkleistung); nicht für EEA entsprechend EN 50549-1 möglich
  - $\cos \varphi (P)$  (leistungsbezogene Steuerung von  $\cos \varphi$ )

<sup>7)</sup> Die Spannungsstützung kann entsprechend IEC/TS 62786 bzw. EN 50549-1 und -2 vom VNB gefordert werden. In 2016/631/EU wird nur für Typ B, C und D eine Spannungsstützung durch Blindleistung beschrieben. In EN 50549-1 und -2 werden die Anforderungen für Nieder- bzw. Mittelspannung bei Nennspannung jeweils als P/Q-Diagramm (Wirkleistung über Blindleistung aufgetragen) und bei Abweichungen davon als Leistungs-Spannungs-Diagramm (Relation der Spannung  $U$  zur Nennspannung  $U_n$  über dem Verhältnis von Blindleistung  $Q$  zur Auslegungswirkleistung  $P_D$  aufgetragen) dargestellt.

**Geforderte Blindleistungseigenschaften bei Nennspannung  $U_n$**

Für Erzeugungsanlagen Typ A und B am Mittelspannungsnetz (EN 50549-2)



Für Erzeugungsanlagen Typ A und B am Niederspannungsnetz (EN 50549-1)

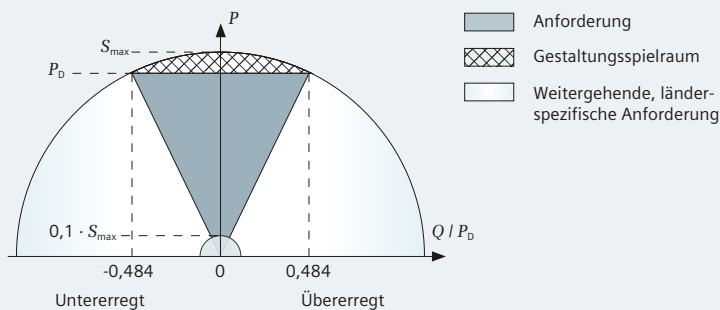


Abb. 4/7: Blindleistungsverhalten von EEA zur Netzstützung nach EN 50549-1 und -2



c. Spannungsbezogene Wirkleistungsabsenkung  
 → Bei kritischer Überspannung darf die Geschwindigkeit der Leistungsabsenkung maximal 33 % pro Sekunde bei einer 100 % Änderung betragen

e. Frequenzstützung durch Wirkleistungsanpassung<sup>8)</sup>  
 → siehe Abb. 4/8

d. Zulässige Frequenzänderungsraten (ROCOF):

IEC/TS 62786: Vereinbarung der einzelnen Länder (Anmerkung: in manchen Ländern wird 2,5 Hz/s gefordert)

EN 50549-1 und -2: Mindestens 2 Hz/s für nicht-synchrone Generatoren  
 Mindestens 1 Hz/s für Synchrongeneratoren

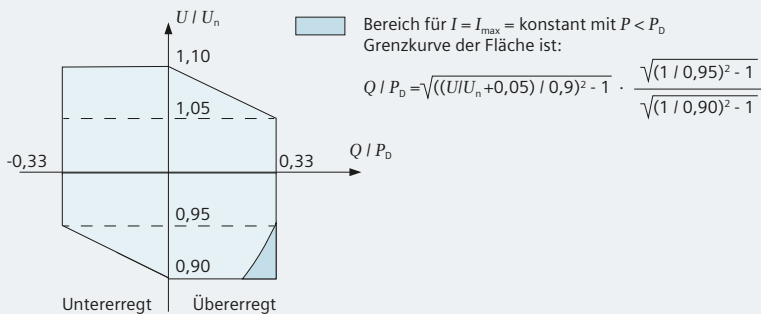
<sup>8)</sup> Die Wirkleistungsbereitstellung bei Unterfrequenz (LFSM-U) ist nach EN 50549-1 und -2 keine „Muss“-Forderung für EEA („Muss“ gilt für elektrische Energiespeicher und nach 2016/631/EU nur für EEA von Typ C und Typ D. Für EEA Typ C und D kann entsprechend EU 2016/631 zudem der frequenzsensitive Modus FSM für ein  $\Delta P/P_{ref}$  zwischen 1,5 % und 10 % vereinbart sein). Die geforderten Wirkleistungsänderungen bei Unter-/Überfrequenz werden durch die Angabe von Parametern wie Verzögerung, Frequenzschwellwert, Statik/Gradient, Totband der Frequenz und relativer Wirkleistungsbereich beschrieben.

1

2

**Geforderte Blindleistungseigenschaften bei Wirkleistung  $P_D$  und Abweichungen von der Nennspannung  $U_n$**

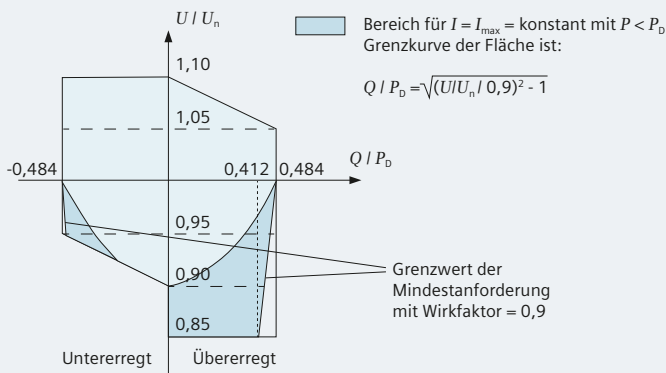
Für Erzeugungsanlagen Typ A und B am Mittelspannungsnetz (EN 50549-2)



3

4

Für Erzeugungsanlagen Typ A und B am Niederspannungsnetz (EN 50549-1)



5

6

7

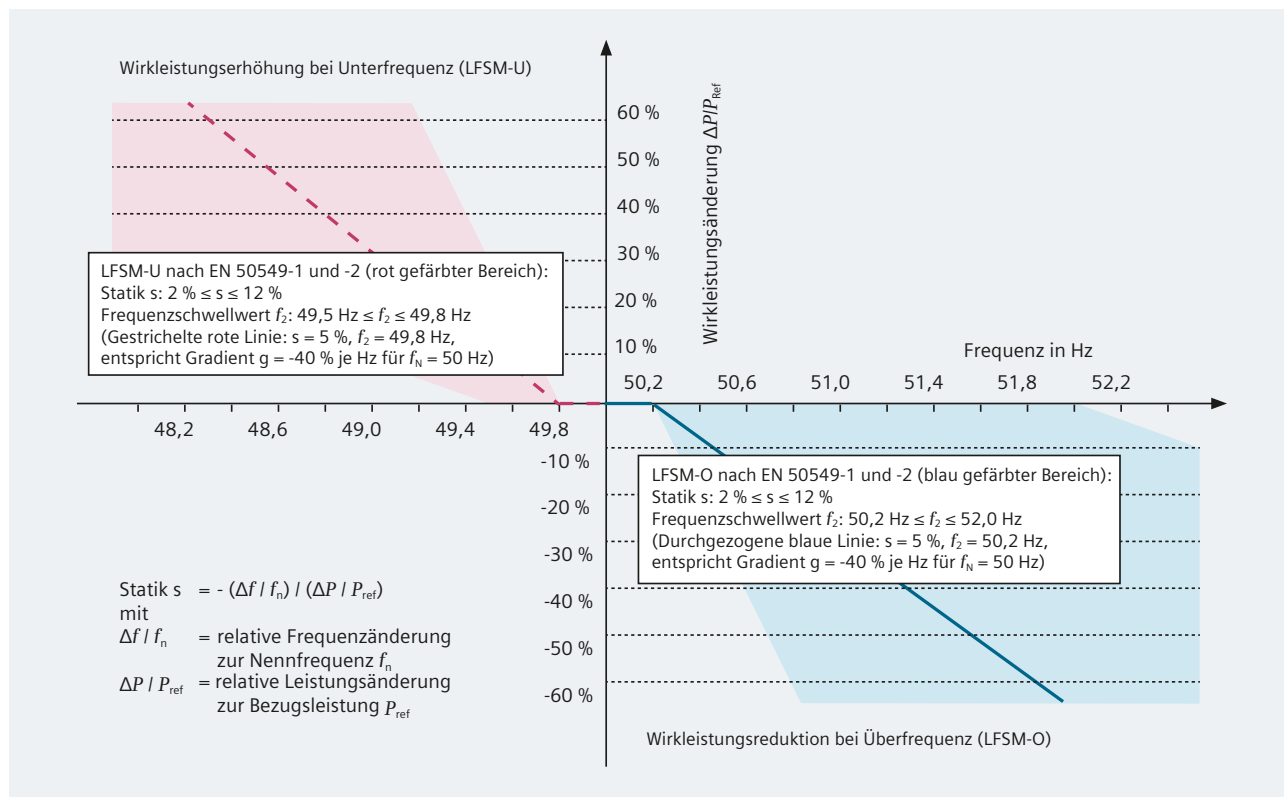


Abb. 4/8: Frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung entsprechend EN 50549-1 und -2 (--- LFSM-U; — LFSM-O)

f. Dynamische Netzstützung  
 → Bei Störungen und Spannungssprüngen (typischerweise durch Kurzschlüsse verursacht) soll die ungewollte Abschaltung der EEA und eine dadurch mögliche Netzinstabilität vermieden werden:

- i) Spannungs-Zeit-Profile bei Störungen  
 FRT-Fähigkeit (um einen stabilen Betrieb bei auslegungskonformen Störungen aufrechtzuerhalten) → siehe Abb. 4/9
- ii) Blindstromeinspeisung  
 Bei kurzzeitigen Spannungssprüngen muss über die zuvor beschriebene Spannungsstützung hinaus eine dynamische Blindstrombereitstellung erfolgen. Für EEA am Niederspannungsverteilnetz ist dies grundsätzlich nicht gefordert, kann aber vereinbart werden. Synchrongeneratoren bieten systembedingt eine ausreichende Stützung an. Normative Forderungen für nicht-synchrone EEA werden in EN 50549-2 beschrieben. Der zusätzliche Blindstrom ist mindestens bis zum Bemessungsstrom bereitzustellen. Jedoch ist bei  $U < 0,15 \cdot U_c$  (vereinbarte Versorgungsspannung  $U_c$ ) keine Stromeinspeisung erforderlich

iii) Stromabsenkung bei umrichtergekoppelten EEA  
 Als zusätzliche Forderung bei kritischer Spannung müssen umrichtergekoppelte EEA ihren Strom so schnell wie technisch möglich auf 10 % des Bemessungsstroms (oder darunter) senken können (siehe EN 50549-1 und -2).

Einen Überblick über die europaweiten Unterschiede bei der Umsetzung des RfG-Netzcodex bietet [4.4]. Gerade in Europa hat das Thema der Netzanbindung von Eigenzeugungsanlagen eine große Dynamik, sodass kurzfristige Änderungen zu beachten sind.

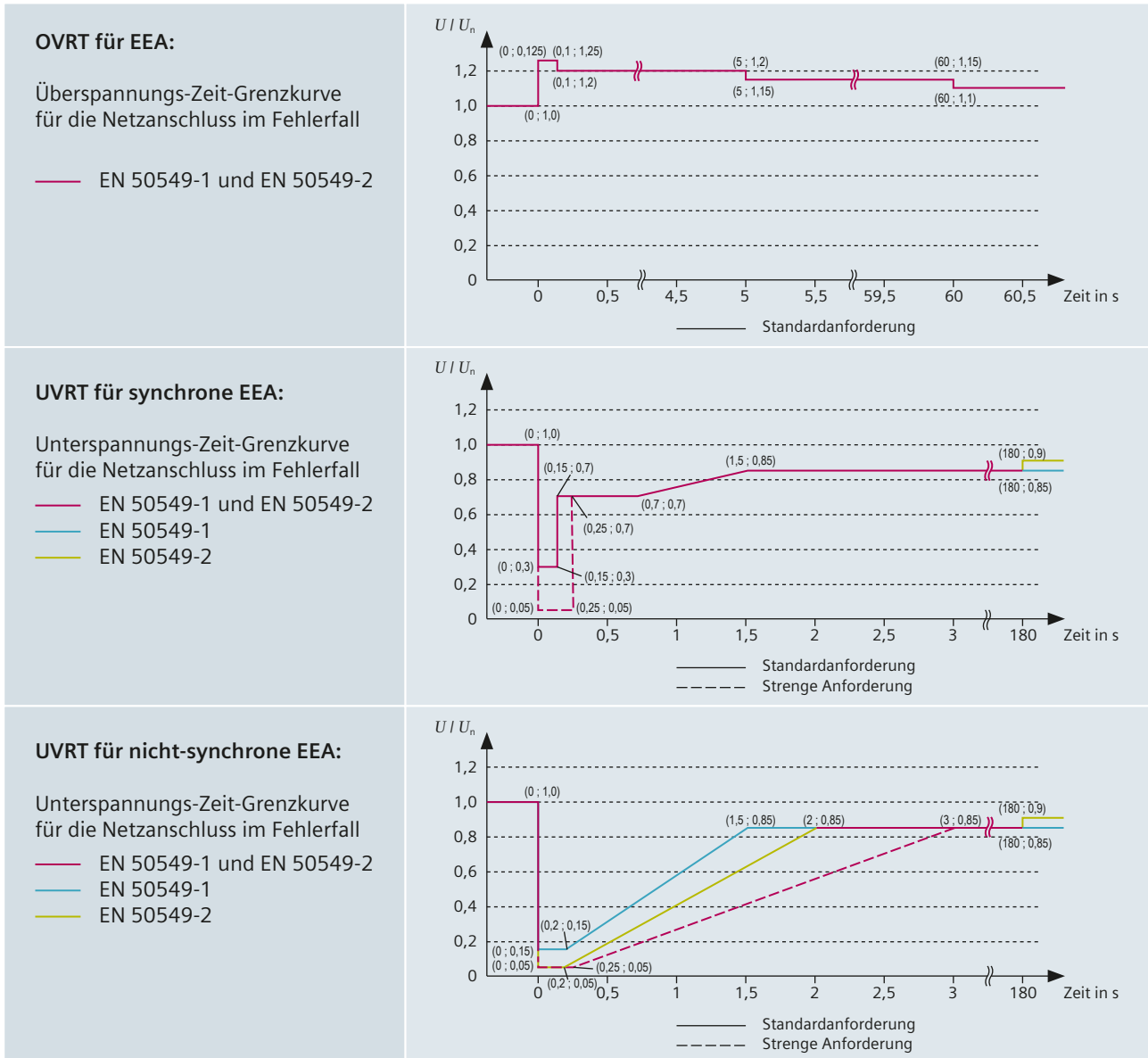


Abb. 4/9: Spannungs-Zeit-Kennlinien nach EN 50549-1 und -2\* (auch FRT-Kennlinien genannt) zur Beschreibung des Spannungsverhaltens bei Fehlern

\* Anmerkung: EU 2016/631 und EN 50549-1 und -2 stimmen nicht vollständig überein. Zum Beispiel wird das Verhalten bei Unterspannung (UVRT in Abb. 4/9) in 2016/631/EU nur für die Typen B, C und D gefordert. EN 50549-1 und -2 empfehlen dies darüber hinaus für Typ A. Gleiches gilt für die Blindleistungsbereitstellung zur Spannungsstützung. In EN 50549-1 und -2 wird LFSM-U (Abb. 4/8) auch für Typ A und Typ B vorgeschlagen.

Dies zeigt sich auch bei der elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV). Nach IEC/TS 62786 müssen EEA die grundlegenden Anforderungen der Normenreihe IEC 61000 erfüllen. EN 50549-1 und -2 weisen auf die Ausrichtung der aktuellen IEC 61000-Reihe auf Verbraucher hin. Eine Überprüfung der Normenreihe IEC 61000 und gegebenenfalls Anpassungen hinsichtlich einer Einbeziehung von EEA erfolgt aktuell.

In EN 50549-1 und -2 wird die Übereinstimmung mit den relevanten Anforderungen der Richtlinien 2014/30/EU und 2014/53/EU und den Anforderungen der EN 50160 zur Spannungsqualität festgelegt. Bei der Spannungsqualität herrscht zwischen IEC/TS 62786 und EN 50549-1 und -2 Einigkeit darüber, dass lokale Forderungen zu beachten sind. Ebenso darüber, dass EEA keine Gleichströme einspeisen dürfen.

### 4.3.3 Entkopplungsschutz

Zur Sicherstellung der Anforderungen an den EEA-Betrieb dürfen, wie in Abb. 4/10 schematisch dargestellt, Schalt- und Schutzeinrichtungen eingesetzt werden. Auf den Kuppelschalter wirkt das Entkoppel-Schutzrelais (ESR).

Das ESR reagiert auf

- Fehler im Verteilnetz
- Unbeabsichtigte Inselnetzbildung
- Spannungs- und Frequenzverhältnisse außerhalb der eingestellten Grenzwerte.

Auf Anforderung des VNB darf das ESR mit geeigneter Verzögerung auf ein anderes Schaltgerät wirken, falls der Kuppelschalter ausfällt. Ebenso kann der VNB für die Sicherstellung einer Verzögerung oder zur Bewerkstelligung des UVRT-Verhaltens eine USV für den Entkopplungsschutz fordern.

Das Entkoppel-Schutzsystem (ESS) muss eine eigenständige Einrichtung sein, die nicht in Erzeugungseinheiten integriert ist. Ausnahmen sind nach IEC/TS 62786 umrichtergekoppelte EEA und nach EN 50549-1 sogenannte Kleinerzeugungsanlagen (Niederspannungsanschluss und maximaler Bemessungsstrom 16 A der EEA; darüber darf der VNB einen Schwellwert festlegen), bei denen Entkopplungsschutz und Messpunkt in den Erzeugungseinheiten der EEA integriert sein können.

Aus den Anforderungen für den Spannungs- und Frequenzschutz lassen sich für das ESR die in Tab. 4/4

aufgeführten Schutzmaßnahmen ableiten (nach EN 50549-1 und -2).

## 4.4 Mittelspannungslastzellen und Niederspannungslastschwerpunkte auf Prozessebene

Die Begriffe „Schwerpunkte“ und „Zellen“ machen deutlich, dass neben den energie- und leistungsspezifischen Kriterien der Lasten insbesondere die räumlichen Rahmenbedingungen des Industriebetriebs bei einer Konzepterstellung für die elektrische Energieversorgung berücksichtigt werden müssen. In einem ersten Schritt sollte auf Basis der vorhandenen technischen Daten und der Aufstellung beziehungsweise Anordnung von Lasten und Verbrauchern geklärt werden, welche Spannungsebenen vorteilhafterweise vorzusehen sind. Grundsätzlich ist es meist wirtschaftlicher, möglichst wenige Spannungsebenen ausbauen und betreiben zu müssen.

Neben der Versorgungsspannung von 230/400 V für typische Niederspannungsverbraucher wie Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnik, Sicherheits- und Automatisierungsanwendungen sowie kleinere Antriebe sollten größere motorische Lasten von über 250 kW an eine Mittelspannungsverteilung mit 10 kV angeschlossen werden.

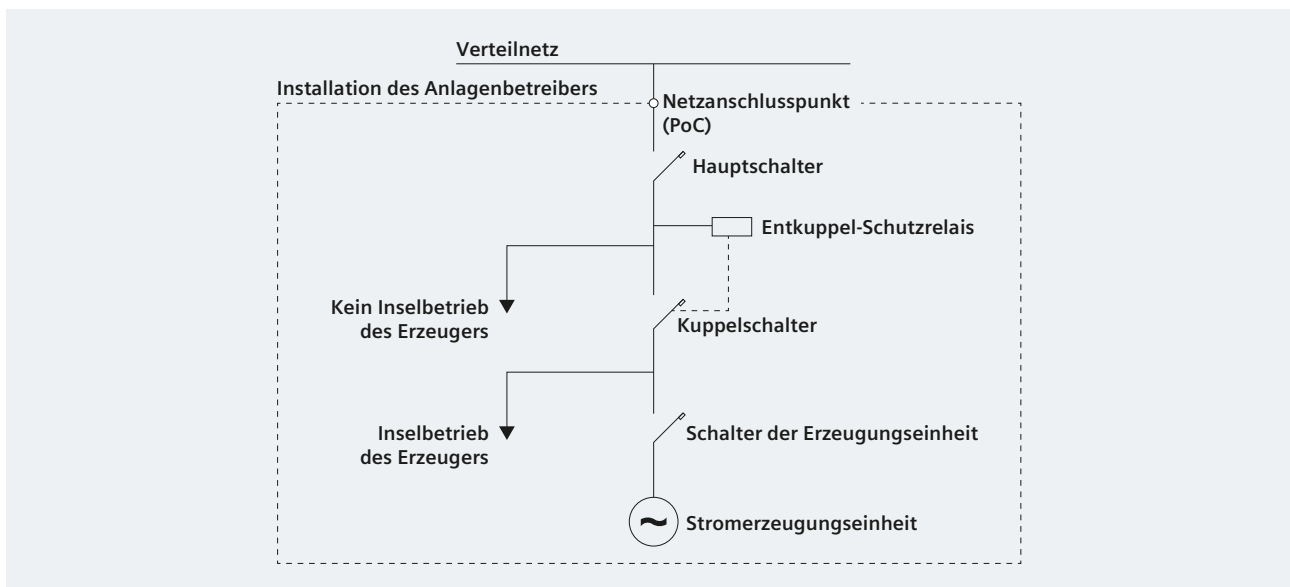


Abb. 4/10:

Schematisches Beispiel für den Anschluss einer EEA an ein Verteilnetz nach IEC/TS 62786 bzw. EN 50549-1 und -2

Schutzfunktion	EU-Norm	ANSI Code	Einstellbereiche	
			Schwellwertbereich	Bereich für Ansprechzeit
Unterspannungsschutz	EN 50549-1/-2	27 <	$0,2 U_c \leq U \leq 1,0 U_c$	0,1 bis 100 s
		27 <<	$0,2 U_c \leq U \leq 1,0 U_c$	0,1 bis 5 s
Überspannungsschutz	EN 50549-1/-2	59 >	$1,0 U_c \leq U \leq 1,2 U_c$	0,1 bis 100 s
		59 >>	$1,0 U_c \leq U \leq 1,3 U_c$	0,1 bis 5 s
10-Minuten-Mittelwert für den Überspannungsschutz	EN 50549-1/-2		$1,0 U_c \leq U \leq 1,15 U_c$	
Unterfrequenzschutz	EN 50549-1/-2	81 <	47 Hz bis 50 Hz	0,1 bis 100 s
		81 <<	47 Hz bis 50 Hz	0,1 bis 5 s
Überfrequenzschutz	EN 50549-1/-2	81 >	50 Hz bis 52 Hz	0,1 bis 100 s
		81 >>	50 Hz bis 52 Hz	0,1 bis 5 s
Mitsystem-Unterspannungsschutz	EN 50549-2	27D	$0,2 U_c \leq U \leq 1,0 U_c$	0,2 bis 100 s
Gegensystem-Überspannungsschutz	EN 50549-2	47	$0,01 U_c \leq U \leq 1,0 U_c$	0,2 bis 100 s
Null-Überspannungsschutz	EN 50549-2	59N	$0,01 U_c \leq U \leq 1,0 U_c$	0,2 bis 100 s

Tab. 4/4: Schutzeinstellungen für den Entkuppungsschutz nach EN 50549-1 und -2

Zu beachten sind die Kurzschlussströme großer Motoren, die im Kurzschlussfall zusätzlich die Infrastruktur der elektrischen Energieverteilung belasten. Je höher die Betriebsspannung, desto niedriger ist der Kurzschlussstrom bei gleicher Kurzschlussleistung. Zum Beispiel ist der Kurzschlussstrom bei 6 kV um 67 % höher als bei 10 kV. Weitere Vorteile einer höheren Spannung sind:

- Reduzierung von Kabelquerschnitten (Wirtschaftlichkeit der Schaltanlagen)
- Geringere Netzverluste
- Schutztechnische Vorteile durch Vergrößerung der Staffelzeitbereiche<sup>9)</sup>.

#### 4.4.1 Niederspannungslastschwerpunkte

Die Vorteile einer dezentralen Niederspannungsversorgung von Lastschwerpunkten hinsichtlich Kurzschlussströmen und Spannungsfall sind, verglichen mit einer zentralen Versorgung, qualitativ in [1.1] dargestellt. In der Norm IEC 60364-8-1 wird vom Grundsatz her nur qualitativ beschrieben, dass die Anzahl der Lastschwerpunktstationen von Kriterien wie der Lastverteilung und der zugehörigen Fläche im Gebäude abhängt. Hintergrund der in IEC 60364-8-1 beschriebenen Lastschwerpunktermittlung ist eine Verringerung der Verluste durch

die Minimierung von Entfernungen zwischen Transformatorstationen und Lasten. Weitere Randbedingungen, die für ein Aufbaukonzept des Lastschwerpunkts wichtig sind, werden nicht beachtet.

Die Lastschwerpunktermittlung ist ein iterativer Prozess, bei dem schon zahlreiche detaillierte Angaben verfügbar und zudem Anpassungen möglich sein sollten, wie zum Beispiel Verbraucher zu verschieben und damit den Lastschwerpunkt. Um einen ersten Konzeptentwurf für die Versorgung der Lastschwerpunkte von Niederspannungsverbrauchern zu erstellen, genügt es den Spannungsfall in der Niederspannung und die damit verbundenen Leitungslängen sowie die Anforderungen an die niederspannungsseitige Kurzschlussleistung zu betrachten.

- Leitungslängen und Spannungsfall**  
Bei der Auslegung von Kabeln und Leitungen in der Niederspannung ist die zulässige Belastbarkeit in Abhängigkeit von den Verlegebedingungen für die Bestimmung des Querschnitts maßgeblich. Für den so ermittelten Querschnitt ergibt sich eine Leitungslänge von maximal 100 m, um den Spannungsfall kleiner oder gleich 2 % zu halten [1.2].

Dies lässt sich durch zwei einfache Abschätzungen überprüfen:

- Bei einer Überprüfung mit SIMARIS design werden 100 m Anschlusskabel für einen Niederspannungsmotor mit der maximalen Leistung von 250 kW dimensioniert. Mit  $\cos \varphi = 0,9$  und

<sup>9)</sup> Geringere Kurzschlussströme verursachen geringere thermische Belastungen für die Betriebsmittel (Durchlassenergie  $I^2t$  und dynamischer Stoßkurzschlussstrom  $i_p$ ). Aufgrund dessen können auch längere Abschaltzeiten zugelassen werden, was wiederum die möglichen Staffelstufen des UMZ-Schutzes positiv beeinflusst.

1

einem Wirkungsgrad von 0,95 resultiert ein maximaler Strom von etwa 422 A. Bei Verlegeart C ergibt sich für ein PVC-isoliertes Kupferkabel ein Kabelquerschnitt von 300 mm<sup>2</sup> und der Spannungsfall bleibt unter 2 %.

b) Abschätzung entsprechend Gleichung 63 in DIN VDE 0100 Bbl. 5:

$$l_{zul} = I_{norm} \cdot U_n / I_B \cdot \Delta u$$

mit:  $l_{zul}$  = zulässige Leitungslänge  
 $I_{norm}$  = normierter Wert für die zulässige Leitungslänge nach DIN VDE 0100 Bbl. 5; die Einheit von  $I_{norm}$  ist (m · A)/(V · %)

$U_n$  = Nennspannung  
 $I_B$  = maximaler Betriebsstrom  
 $\Delta u$  = Prozentwert für Spannungsfall

Beispiel:  $U_n = 400$  V;  $I_B = 422$  A; Mehrleiterkabel 300 mm<sup>2</sup>

→ Vorgabe: Leitung  $l = 100$  m

mit  $I_{norm} = 53,9$  m (nach DIN VDE 0100 Bbl. 5 für PVC-Cu-Mehrliterkabel 300 mm<sup>2</sup>)

ist  $\Delta u = l_{zul} / I_{norm} \cdot I_B / U_n = 100 \text{ m} / 53,9 \text{ m} \cdot 422 / 400 = 1,96$  %

Für die Platzierung eines oder mehrerer Lastschwerpunkte darf nicht der Abstand als Leitungslänge von 100 m angenommen werden. Vielmehr muss die Leitungsverlegung im Raum mit rechteckigen Verläufen und Umgehung von Hindernissen beachtet werden.

2

3

4

5

6

7

ii) **Kurzschlussleistung und Spannungsstabilität**

Spannungseinbrüche verhalten sich umgekehrt proportional zur Kurzschlussleistung am Anschlussbeziehungswise Verknüpfungspunkt. Üblicherweise werden die Geräte durch die Forderung nach einer höheren Kurzschlussleistung verteuert. Außerdem können im Fehlerfall durch die größeren Ströme die Schadensschwere und der Schadensumfang zunehmen. Ausschlaggebend ist dabei die relative Kurzschlussleistung  $u_{kr}$  der Transformatoren. Folgende Eckpunkte sollten bei der Auslegung von Lastschwerpunkten bedacht werden:

- Für einen kostengünstigen Aufbau sollte die Anfangskurzschlussleistung der Transformatoren eines Lastschwerpunkts  $S_k''$  (Trafo) bei 400 V weniger als etwa 45 MVA ( $I_k'' = 66$  kA) betragen. Aus  $u_{kr} = \sum S_{rT} / S_k''$  (Trafo) ergibt sich folgende maximale Gesamtbemessungsleistung der Transformatoren für eine einzelne Station im Lastschwerpunkt, abhängig von  $u_{kr}$ :

$$\sum S_{rT} (u_{kr} = 4 \%) \leq 1,8 \text{ MVA}$$

$$\sum S_{rT} (u_{kr} = 6 \%) \leq 2,7 \text{ MVA}$$

- Eine höhere Gesamtkurzschlussleistung der Transformatoren von etwa 60 MVA bis 90 MVA (entspricht  $I_k''$  von 85 kA bis 130 kA) mildert Spannungseinbrüche ab, die zum Beispiel durch den Direktanlauf großer Motoren verursacht werden. Für den Bereich von 60 MVA bis 90 MVA ergibt sich mit  $u_{kr}$  gleich 4 % und 6 % jeweils ein Bereich der Gesamttransformatorleistung für eine einzelne Station im Lastschwerpunkt von:

$$2,4 \text{ MVA} \leq \sum S_{rT} (u_{kr} = 4 \%) \leq 3,6 \text{ MVA}$$

$$3,6 \text{ MVA} \leq \sum S_{rT} (u_{kr} = 6 \%) \leq 5,4 \text{ MVA}$$

Gewünschte Kurzschlussfestigkeit $I_k''$ der Schalt- und Schutzgeräte		55 kA	66 kA	85 kA	100 kA	130 kA
$S_k'' = \sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot I_k''$						
Entsprechende Kurzschlussfestigkeit $S_k''$ der Transformatoren		38 MVA	45 MVA	60 MVA	70 MVA	90 MVA
$S_{max}(\text{Trafo}) = S_k'' \cdot u_{kr}$						
Maximale Gesamtleistung $S_{max}(\text{Trafo})$ für Transformatoren mit $u_{kr} = 4 \%$	1 Schiene / Station	1,5 MVA	1,8 MVA	2,4 MVA	2,8 MVA	3,6 MVA
	2 Schienen / Stationen	3,0 MVA	3,6 MVA	4,8 MVA	5,6 MVA	7,2 MVA
	3 Schienen / Stationen	4,5 MVA	5,4 MVA	7,2 MVA	8,4 MVA	10,8 MVA
Maximale Gesamtleistung $S_{max}(\text{Trafo})$ für Transformatoren mit $u_{kr} = 6 \%$	1 Schiene / Station	2,3 MVA	2,7 MVA	3,6 MVA	4,2 MVA	5,4 MVA
	2 Schienen / Stationen	4,6 MVA	5,4 MVA	7,2 MVA	8,4 MVA	10,8 MVA
	3 Schienen / Stationen	6,9 MVA	8,1 MVA	10,8 MVA	12,6 MVA	16,2 MVA

Tab. 4/5: Maximale Gesamtleistung von Transformatoren abhängig von Anforderungen an das Kurzschlussverhalten und die Anzahl der Lastschwerpunkte (Anzahl der Stationen oder Anschlussschienen)

Bei einer Gesamtleistung im Lastschwerpunkt von über 2,7 MVA beziehungsweise 5,4 MVA erfolgt die Aufteilung auf mehrere Stationen (bzw. getrennte Anschlussschienen).

Als Übersicht für die unterschiedlichen Kurzschlussfestigkeiten der Schalt- und Schutzgeräte und den dazu passenden Kurzschlussleistungen der Transformatoren lässt sich eine Tabelle (Tab. 4/5) erstellen.

Ersichtlich wird, dass die errechneten Werte der maximalen Gesamtleistung von Transformatoren die einfache Abhängigkeit von der Anzahl der Lastschwerpunkte (Stationen oder Anschlussschienen) sowie von der Kurzschlussspannung  $u_{kr}$  der Transformatoren widerspiegeln. Ergänzend verdeutlicht Abb. 4/11 die Zusammenhänge zwischen der Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel und der Transformatoren an einer Anschlussschiene.

Transformator-Scheinleistung / Kurzschlussspannung	Max. zulässiger Kurzschlussstrom der Schaltanlagen und Geräte				
	55 kA	66 kA	85 kA	100 kA	130 kA
2.500 kVA 6 %					
2.000 kVA 6 %					
1.600 kVA 6 %					
1.250 kVA 6 %					
1.000 kVA 6 %					
800 kVA / 6 %					
630 kVA / 6 %					
630 kVA / 4 %					
500 kVA / 4 %					
400 kVA / 4 %					

- Parallelbetrieb von 2, 3 oder 4 Transformatoren ist üblich
- Parallelbetrieb von 5 oder 6 Transformatoren ist weniger gebräuchlich
- Parallelbetrieb von mehr als 6 Transformatoren nur bei besonderen Bedingungen

Abb. 4/11: Übersicht für die Kurzschlussanforderungen an Niederspannungsschaltanlagen und Geräte abhängig von verschiedenen Transformatorkonfigurationen

### iii) Maximalleistung der einzelnen Transformatoren im Lastschwerpunkt

Werden Lasttrennschalter mit HH-Sicherungen als mittelspannungsseitiger Transformatorschutz bevorzugt (Vorteile sind die Begrenzung des Kurzschlussstroms und der Kurzschlussdauer im Fehlerfall), wird eine maximale Transformatorleistung empfohlen:

800 kVA bei 10 kV

1.250 kVA bei 20 kV

Durch die Verwendung von HH-Sicherungen zur Transformatorabsicherung ergeben sich aufgrund der geringeren Durchlassenergie (niedrigere  $I^2t$ -Werte) kleinere Kabelquerschnitte für die Transformatorabzweige im Kurzschlussfall (Vorteile gegenüber Leistungsschaltern: Begrenzung des Durchlassstroms sowie schnellere Fehlerabschaltung). Wenn allerdings eine selektive Fehlerabschaltung zwischen HH-Sicherung (mittelspannungsseitig) und Transformator-Leistungsschalter (niederspannungsseitig) gefordert wird, muss der Sicherungseinsatz genauer betrachtet werden, da die HH-Sicherungen typischerweise nicht vollselektiv zum niederspannungsseitigen Transformator-Leistungsschalter sind.

Anhand eines Beispiels (Abb. 4/12) wird das Vorgehen zur Konzepterstellung mit Hilfe der Tabelle Tab. 4/5 erläutert. Dabei wird gezeigt, dass abhängig von den Anforderungen unterschiedliche Konzepte für den oder die Lastschwerpunkte entstehen können. Vorgegeben sind:

- Ein Betriebsraum mit einer Grundfläche von 100 m × 100 m
- In diesem Raum sind 12 Niederspannungsmotoren mit je 250 kW Leistung annähernd gleichmäßig verteilt (mit Wirkleistungsfaktor  $\cos \varphi = 0,9$  und Wirkungsgrad  $\eta = 0,95$  ergibt sich eine gesamte Scheinleistung von etwa 3,5 MVA)
- Die Versorgung der Motoren soll über eine oder mehrere Laststationen mit Transformatoren (Oberspannung  $U_{OS} = 20$  kV / Unterspannung  $U_{US} = 0,4$  kV) erfolgen.

Gefordert ist, dass der relative Spannungsfall  $\Delta u$  der Zuleitung zwischen der /den Lastschwerpunkt/-en und den Motoren kleiner 2 % bleibt. Wie in Punkt i) beschrieben, kann dies erfüllt werden, wenn die Leitungslängen weniger als 100 m betragen. Um entsprechend dem obigen Punkt iii) HH-Sicherungen verwenden zu können, wird bei der Mittelspannungsversorgung mit 20 kV eine Leistung von 1.000 kVA oder 1.250 kVA pro Transformator gewählt. Somit beträgt die Gesamtleistung der mindestens vier beziehungsweise drei benötigten Transformatoren über 3,5 MVA, passend zu der gesamten Motorenleistung. Die beiden ausgewählten Konzepte sind:

#### 1. Eine Lastschwerpunktstation:

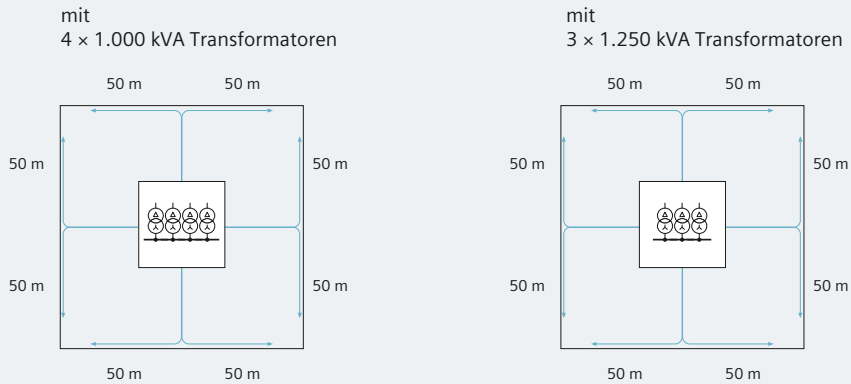
Um die 100 m Leitungslänge einzuhalten, muss die Lastschwerpunktstation zentral aufgestellt werden. Dabei können zwei Varianten gewählt werden. Zum einen sind alle Transformatoren – mit 4-mal 1.000 kVA oder 3-mal 1.250 kVA – an einer gemeinsamen Schiene angeschlossen. Dann sind entsprechend Tab. 4/5 und Abb. 4/11 Betriebsmittel mit einer Kurzschlussfestigkeit  $I''_k = 100$  kA (4-mal 1.000 kVA) beziehungsweise  $I''_k = 85$  kA (3-mal 1.250 kVA) einzusetzen (Abb. 4/12 Bild a). Für eine niedrige Kurzschlussfestigkeit  $I''_k = 55$  kA werden die Transformatoren nicht alle parallel betrieben: für die 1.000-kVA-Transformatoren, je zwei an zwei Schienen, oder, für die 1.250-kVA-Transformatoren, drei Schienen mit je einem Transformator (Abb. 4/12 Bild b).

#### 2. Zwei Lastschwerpunktstationen:

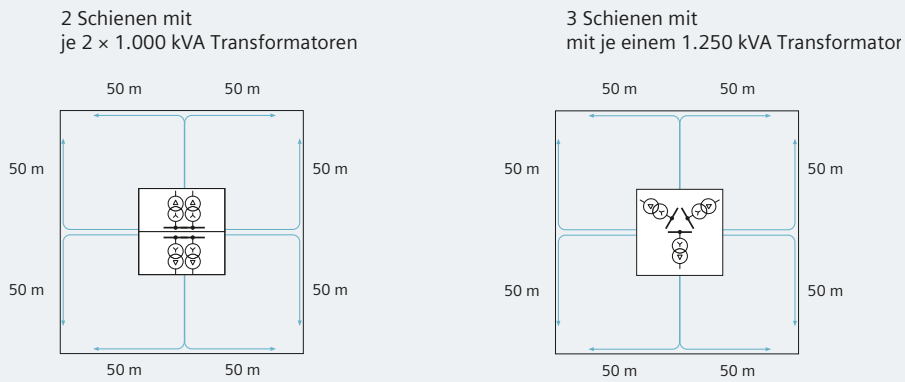
Ist aus räumlichen Gründen keine zentrale Aufstellung möglich, sondern soll eine Aufstellung der Transformatoren nahe der Wand erfolgen, bietet sich die Lösung mit den vier 1.000-kVA-Transformatoren an, da mindestens zwei getrennte Lastschwerpunkte gebildet werden müssen (Abb. 4/12 Bild c). Dabei kann die Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel  $I''_k = 55$  kA oder größer gewählt werden, je nach Anforderung. Die 100 Meter Leitungslänge werden auch bei einer Eckaufstellung eingehalten.



a) Zentrale Aufstellung mit hoher Kurzschlussleistung an einer gemeinsamen Schiene



b) Zentrale Aufstellung mit niedriger Kurzschlussleistung an getrennten Schienen



c) Aufstellung an den Raumseiten (-ecken), mit niedrigerer Kurzschlussleistung

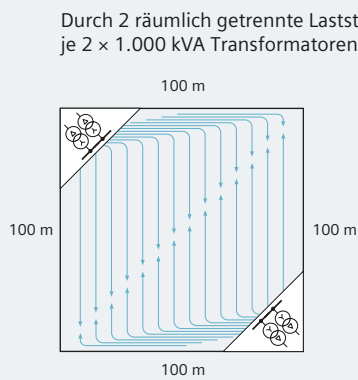


Abb. 4/12: Platzierung von Lastschwerpunkten abhängig von der Niederspannungsleitungslänge und den Aufstellmöglichkeiten

### 4.4.2 Mittelspannungslastzellen

Bei größeren motorischen Lasten (üblicherweise größer 250 kW) bietet sich die Anbindung an eine Mittelspannungsebene an. Im Gegensatz zur elektrischen Energieverteilung für die Niederspannungslasten ist bei einer Mittelspannungsverteilung die Leitungslänge bei der Betrachtung des Spannungsfalls vernachlässigbar. Zum Beispiel kann für die Anbindung von 10-kV-Motoren an eine Mittelspannungslastzelle die Leitungslänge bei gleichem Leiterquerschnitt 25-mal größer sein als im Niederspannungsnetz – mit den zuvor gemachten Annahmen für den Spannungsfall also 2,5 km.

Typische Lasten, die direkt an die Mittelspannungsverteilung angeschlossen werden sollten, sind große Drehstrom-Asynchronmotoren. Beim Anschluss muss auf den Spannungsfall geachtet werden, der durch das Anlaufen der Motoren verursacht wird. Die auftretenden Anlaufströme

können beim Direktstart das 5- bis 7-Fache des Bemessungswerts erreichen und damit Ursache für kritische Spannungseinbrüche im übergeordneten Verteilnetz sein. Zu überprüfen ist, ob die Anlaufströme einen Spannungsfall von mehr als 10 % [1.2] verursachen können.

Für eine einfache Überprüfung wird die vom Transformator angebotene Kurzschlussleistung mit der beim Motoranlauf geforderten Leistung verglichen.

Transformator-Kurzschlussleistung:

$$S''_{kT} = S_{rT} \cdot 100 / u_{kr}$$

Motoranlaufleistung:

$$S_{aM} = S_{rM} \cdot (I_{aM} / I_{rM})$$

Spannungsfall:

$$\Delta u = S_{aM} / S''_{kT}$$

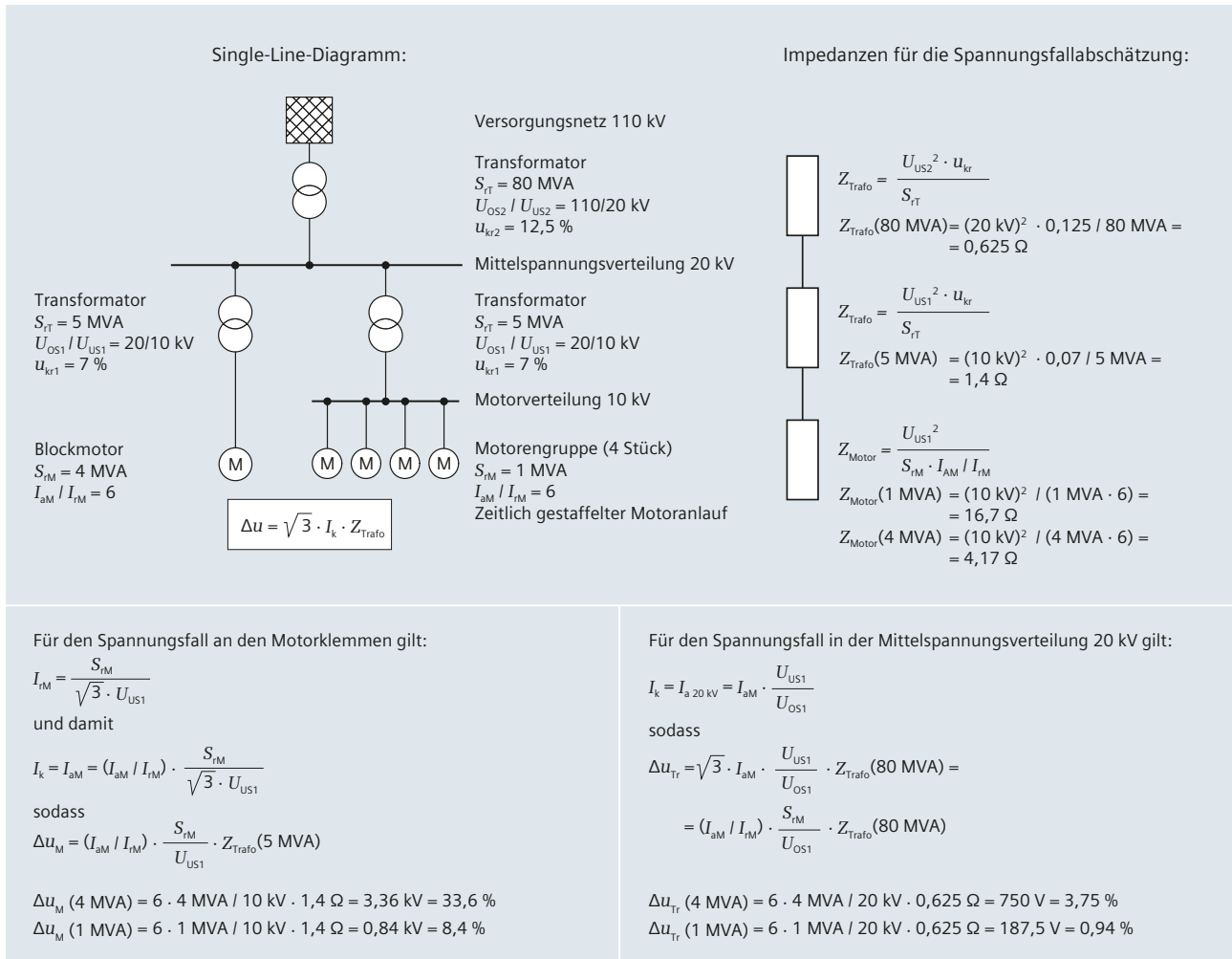


Abb. 4/13: Vergleich eines gestaffelten Motoranlaufs mit dem Direktstart eines großen Mittelspannungsmotors

- Mit
- $S_{kT}''$  Transformator-Anfangskurzschlussleistung
  - $S_{rT}$  Transformator-Bemessungscheinleistung
  - $u_{kr}$  Transformator-Kurzschlussspannung in Prozent
  - $S_{aM}$  Kurzschlussleistungsbeitrag durch Motoranlauf
  - $S_{rM}$  Motor-Bemessungscheinleistung
  - $I_{aM} / I_{rM}$  Verhältnis des Anlaufstroms zum Bemessungsstrom des Motors

Die genauere Bestimmung des Spannungsfalls mittels Impedanzen wird in IEC 60909-0 beschrieben. In Abb. 4/13 wird anhand eines einfachen Beispiels gezeigt, wie sich ein zeitlich gestaffelter Motoranlauf (wird auch „kaskadierender“ Anlauf genannt) mehrerer kleiner Asynchronmotoren im Vergleich zum Direktanlauf eines großen Motors auf den Spannungsfall auswirkt (Kabelimpedanzen werden vernachlässigt, sodass eine maximale Rückwirkung angenommen wird). Für beide Fälle von Abb. 4/13 bleibt der Spannungsfall im Mittelspannungs-

verteiltetz ( $U_{OS1} = 20$  kV) unter 5 %, sodass zu erwarten ist, dass die Auswirkungen auf die Netzqualität und damit auf die anderen Verbraucher in einem akzeptablen Rahmen bleiben.

Außerdem ist zu beachten, dass der Spannungsfall am Motor nicht zu groß wird, da das Drehmoment eines Asynchronmotors quadratisch von der Spannung abhängt. Dies wiederum führt zu einer Verlängerung der Anlaufzeit (Abb. 4/14). Für die Anlaufdauer  $t_a$  gilt näherungsweise:

$$\text{Anlaufdauer } t_a = J \cdot n / (9,55 \cdot M_b)$$

mit

- $J$  Gesamtträgheitsmoment, das beschleunigt werden muss (in  $\text{kgm}^2$ )
- $n$  Betriebsdrehzahl (in Umdrehungen pro Minute: UpM)
- $M_b$  Beschleunigungsdrehmoment (in Nm),

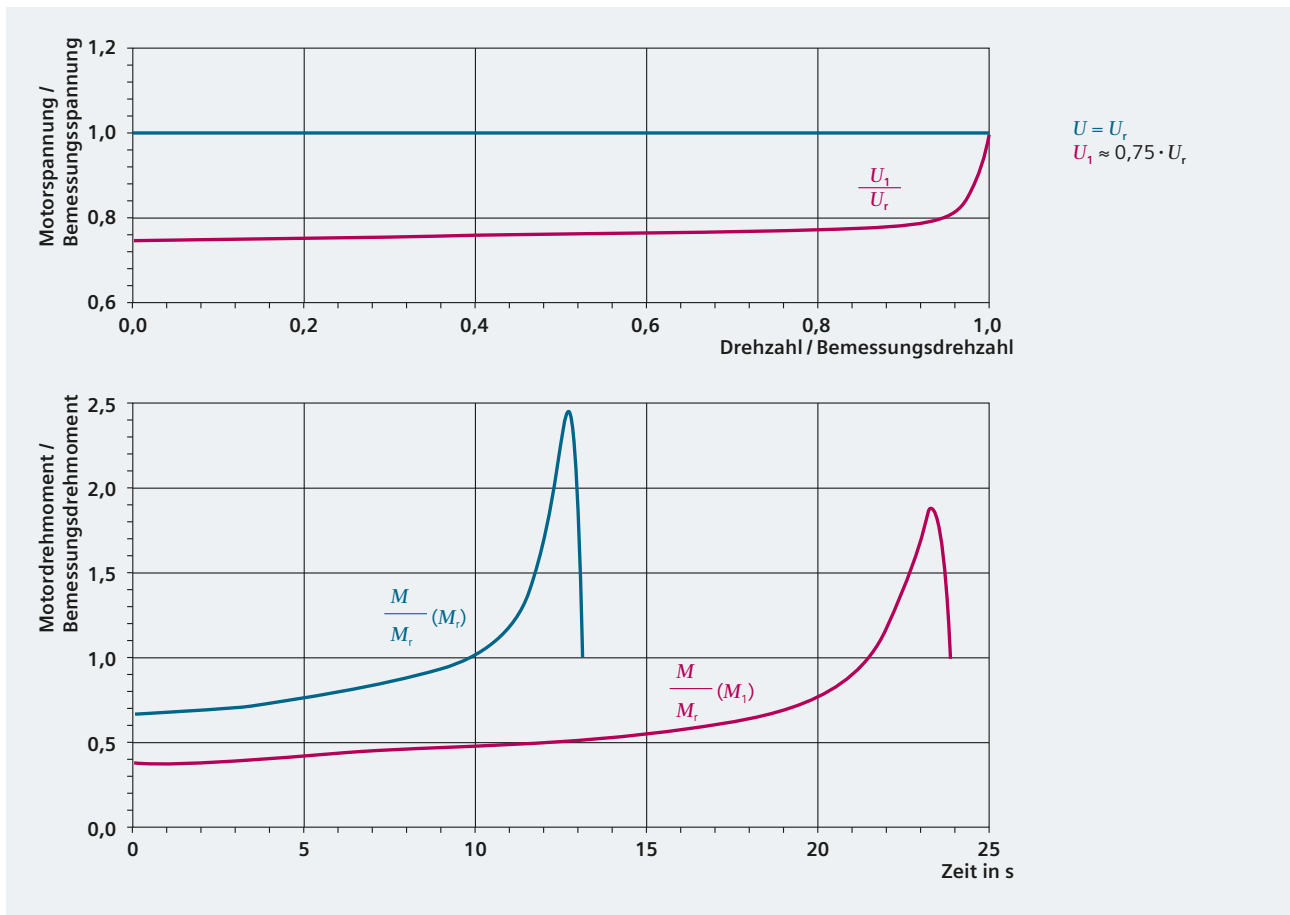


Abb. 4/14: Beispiel für die Verlängerung der Motoranlaufzeit durch eine Spannungsreduktion

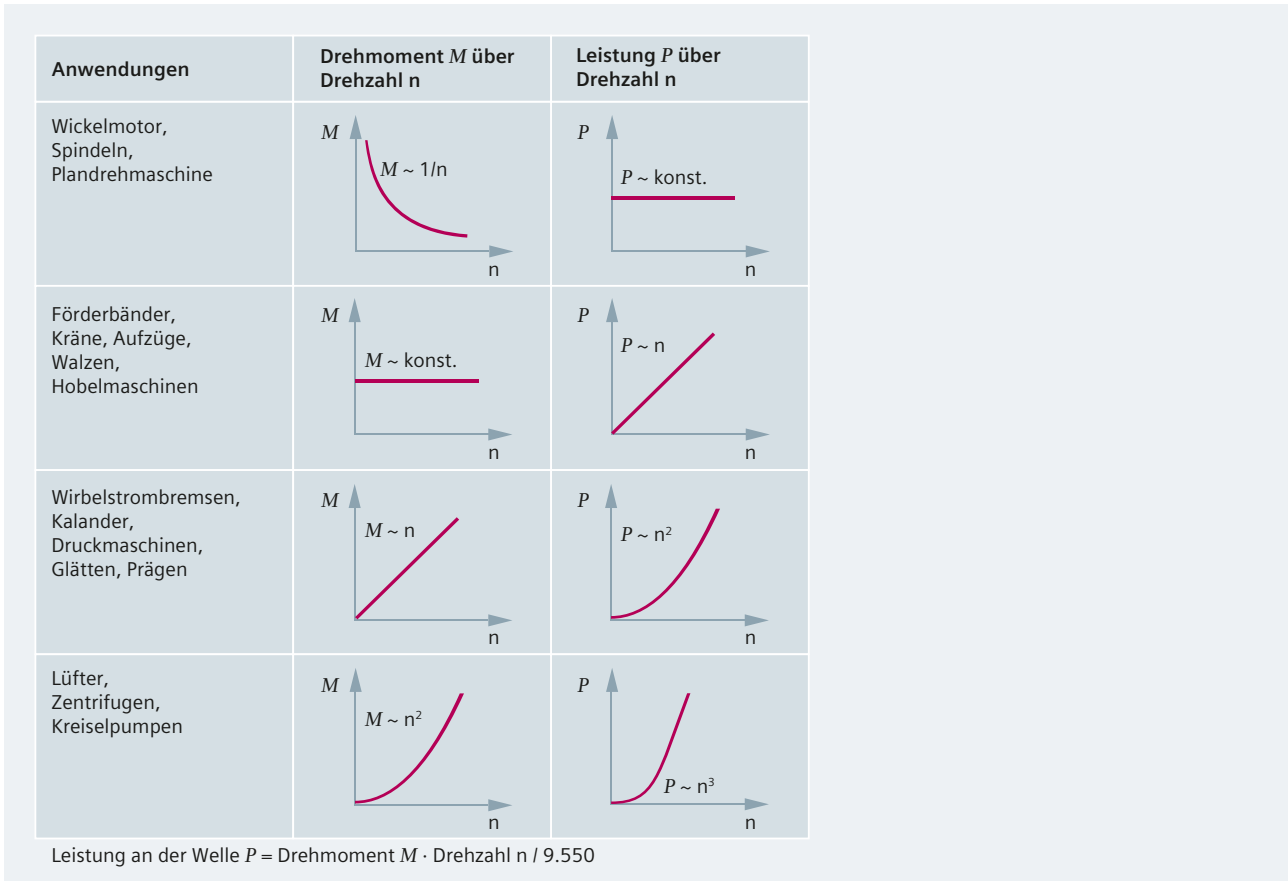


Abb. 4/15: Anlaufverhalten unterschiedlicher Motoranwendungen

wobei das Beschleunigungsdrehmoment seinerseits quadratisch von der Spannung abhängt. Insgesamt muss das für den Motorhochlauf wichtige Überschussmoment in jedem Fall ausreichen, um den Antrieb in der für die Anlaufart zulässigen Zeit auf Bemessungsdrehzahl zu beschleunigen. Außerdem erhöhen sich unter Umständen die Anforderungen bezüglich der Beanspruchung der Betriebsmittel im elektrischen Verteilnetz, wie zum Beispiel bei der Auslegung von Abzweigen mit Schütz-Sicherungs-Kombinationen.

Des Weiteren ist die Startzeit abhängig von der Anlaufklasse und der Betriebsart (siehe [1.1]). Auch die unterschiedlichen Anlaufverhalten der Motoranwendungen spielen bei der Wahl des Motorstarters (siehe Kap. 4.5) eine Rolle (Abb. 4/15).

Für einen kaskadierenden Betrieb (Motor Staging) mehrerer Motoren können geeignete SINAMICS-Frequenzumrichter verwendet werden (Abb. 4/16). Typische Anwendungen sind Pumpen und Kompressoren, bei denen der Druck oder die Durchflussmenge variabel sein muss. Insbesondere lassen sich Effizienzvorteile und

Betriebszeitoptimierung der Motoren durch das Zu- und Abschalten sowie das Regeln einzelner Motoren erzielen.

Für die Rückwirkung im übergeordneten Mittelspannungsnetz sind, wie in Abb. 4/13 gezeigt, die Impedanzen der Netzkomponenten sowie die Anlaufströme der betrachteten Antriebe maßgeblich. Daraus lässt sich der Spannungseinbruch am betrachteten Punkt im Netz ermitteln. Die technischen Möglichkeiten, um einen zu starken Spannungsfall beim Motoranlauf (wie im Beispiel von Abb. 4/13) zu begrenzen, werden im nächsten Abschnitt gezeigt.

*Hinweis:* Viele Energieversorger erlauben den Direktanlauf beim Netzanschluss in der Niederspannung nur für kleinere Motoren, sodass in der Regel andere Anlaufverfahren gewählt werden müssen, um das vorgelagerte und das einspeisende Netz nicht übermäßig zu belasten (Kap. 4.5). In den meisten Fällen ist es beim Einsatz größerer Mittelspannungsmotoren sinnvoll, dass sich Anwender und Planer mit dem Energieversorgungsunternehmen abstimmen.

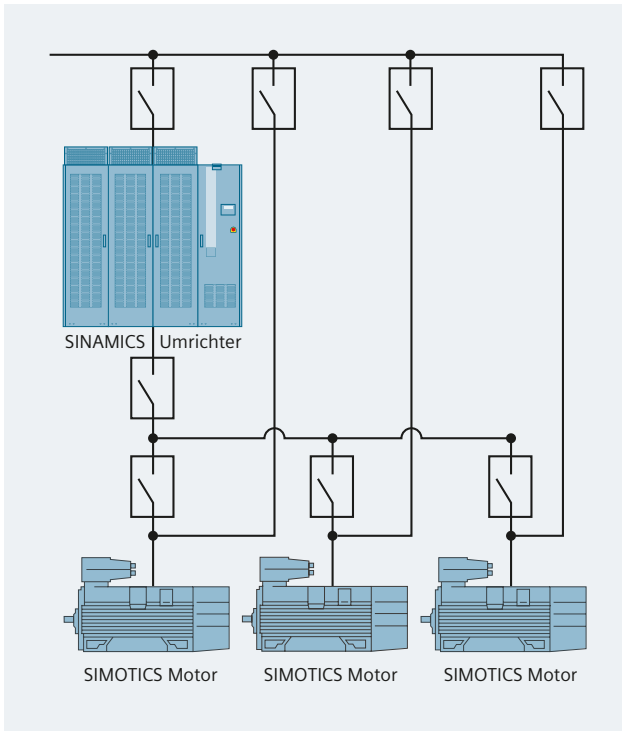


Abb. 4/16: Motor-Kaskadierung für abgestuften Anlauf und geregelten Betrieb durch Steuerung über einen Frequenzumrichter

## 4.5 Beeinflussung des Motoranlaufs

Etwa zwei Drittel der elektrischen Industrieverbraucher sind Drehstrom-Asynchronmotoren. Als Motorabzweig in der elektrischen Energieverteilung wird in der Regel eine Starterkombination aus Schalt- und Schutzgerät verwendet. Entsprechend den Anforderungen der Motoranwendung und des elektrischen Netzes wird ein Anlassverfahren (Abb. 4/17) gewählt:

- Direktstart
- Stern-Dreieck-Kombination<sup>10)</sup>
- Sanftstarter
- Frequenzumrichter.

Wichtige Gerätenormen sind zum Beispiel die IEC 60947-4-1 und -2 für die Niederspannung sowie die Normenreihe IEC 62271 für die Mittelspannung (z. B. IEC 62271-100, IEC 62271-106, IEC 62271-110 und die Grundnorm IEC 62271-1). Frequenzumrichter als drehzahlvariable Antriebe, gemäß der Normenreihe IEC 61800 sowie IEC/TS 60034-25, bieten den großen Vorteil einer

flexiblen Motorsteuerung mit optimaler Drehmomentnutzung über den gesamten Betriebsbereich des Motors.

Ein Auslegungsvorteil von nicht-rückspeisefähigen Umrichtern (sogenannte „2-Quadranten-Umrichter“; unter Umständen sind die Netzrückwirkungen von Diodengleichrichtern zu beachten und Filter einzusetzen) ist zudem, dass sie keinen Beitrag zum Kurzschlussstrom liefern. Bei rückspeisenden Umrichtern (sogenannte „4-Quadranten-Umrichter“; Verwendung von Transistoren für Ein- und Ausgangsschaltungen) kann die Strombegrenzung auch kurzschlussstrombegrenzend eingreifen. Allerdings muss auf die Absicherung der Umrichterelektronik geachtet werden (siehe Abb. 4/17). Beim Einsatz von Umrichtern muss unbedingt auf die technischen Anforderungen (pulsweitenmodulierte Ausgangsspannung mit hochfrequenten Oberschwingungen) an die angeschlossenen Motoren geachtet werden, wie zum Beispiel an den Wellenlüfter, die Wicklung und die Lagerisolierung.

Da Frequenzumrichter im Betrieb zwar geringe, aber laufende Verluste haben (für viele Antriebssysteme aus Motor und Umrichter ist ein Leistungsbereich zwischen 40 und 70 Prozent der Bemessungsleistung effizient), sollte bei der Planung bedacht werden, eine Grundlast ohne Frequenzumrichter zu betreiben.

Weitere wichtige Beurteilungskriterien für die Auswahl eines geeigneten Motorstarters sind unter anderem:

- Losbrech- und Anlaufmoment für die Applikation
- Mechanische Belastungen und Verschleiß für bewegliche Antriebskomponenten (Lager, Achsen, Wellen, Getriebe, Schnecken, Riemen, Räder, Ketten etc.)
- Schalthäufigkeit im Betrieb
- Probleme bei ruckartigem Anfahren und Anhalten, wie zum Beispiel der Wasserschlag in Rohrleitungen
- Empfindlichkeit bezüglich Netzrückwirkungen, wie der Spannungseinbruch durch einen hohen Anlaufstrom
- Betriebsbedingte und/oder effizienzverbessernde Drehzahlsteuerung
- Kurzschlussfestigkeit der Komponenten.

In Tab. 4/6 (siehe auch [4.5]) werden die wesentlichen Merkmale der vier Starterarten (Angaben für den Niederspannungseinsatz) aufgeführt.

<sup>10)</sup> Weitere „klassische“ Anlassverfahren sind Anlass- und Blocktransformatoren sowie der Einsatz von Drosseln

1

2

3

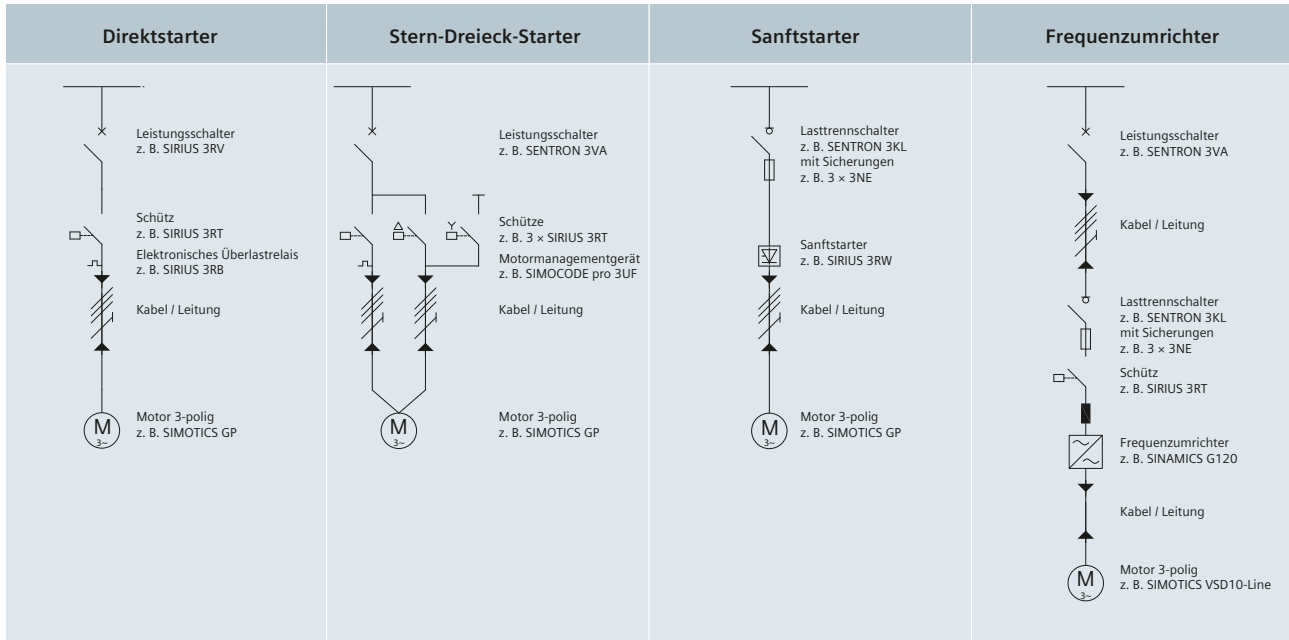


Abb. 4/17: Schalt- und Schutzsysteme der verschiedenen Motoranlassverfahren

4

5

6

7

	Direkt-/Wendestart	Stern-Dreieck-Kombination	Sanftstarter	Frequenzumrichter
Drehzahlregelung	Nein	Nein	Eingeschränkt	Ja
Anlaufstrom	5- bis 7-mal $I_n$	2- bis 2,5-mal $I_n$	1- bis 3-mal $I_n$	ca. $I_n$ (Motoranpassung)
Typischer Leistungsbereich	Bis 4 kW	4 kW bis ca. 250 kW	Ab 4 kW	Universell einsetzbar
Stromspitzen senken	Nein	Ja	Ja	Ja
Startmoment/Hochlauf	Maximales Drehmoment	Geringes Startmoment; problematisch für manche Applikation	Kontinuierlicher, stoßfreier Drehmomentanstieg	Volles Motormoment im ganzen Drehzahlbereich
An-/Auslauf	Ruckartig	Kleiner Umschaltruck beim Anlauf (Stern → Dreieck); Auslauf ruckartig	Sanfter Anlauf und zum Teil auch Auslauf	Optimale Anpassung
Platzbedarf	Niedrig	Hoch	Mittel	Hoch
Mechanische Belastung der Schaltanlage	Hoch	Mittel	Niedrig	Niedrig
Geräteverschleiß	Mechanischer Verschleiß in der Anlage	Vorhanden	Niedrig	Nicht vorhanden
Kommunikationsfähigkeit	Optional	Optional	Optional	Optional
Sicherheitsfunktionen	Optional integriert	Zusätzliche Hardware nötig	Optional	Optional integriert
Anschaffungskosten	Niedrig	Mittel	Mittel	Hoch
Verlustleistung	Niedrig	Niedrig	Thyristorverluste im Anlauf, gegebenenfalls noch beim Abbremsen	Transistorverluste, teilweise Rückspießfähigkeit

Tab. 4/6: Merkmale typischer Niederspannungsstarter



# Kapitel 5

## Konzepterstellung für die elektrische Energieverteilung einer Getränkeabfüllanlage

5.1 Beschreibung der Getränkeabfüllanlage	62
5.2 Leistungsbedarfsabschätzung für die Anlage	65
5.3 Anschluss an das Versorgungsnetz	67
5.4 Festlegung der Lastschwerpunkte	67
5.5 Platzierung der Lastschwerpunktstationen am Beispiel von LC 4	69
5.6 Mittelspannungsnetzschutz	70
5.7 Anschluss der Photovoltaikanlage	70
5.8 Niederspannungsverteilungen für die Lastschwerpunkte	78

# 5 Konzepterstellung für die elektrische Energieverteilung einer Getränkeabfüllanlage

1

Um die grundsätzlichen Überlegungen von Kap. 4 zu veranschaulichen, werden in den beiden folgenden Kapiteln Beispiele für die Konzepterstellung einer elektrischen Energieverteilung von industriellen Produktionsanlagen beschrieben. Zur Vermeidung von Dopplungen wird der Betrachtungsschwerpunkt in diesem Kapitel auf die Niederspannungsverteilung für eine Getränkeabfüllanlage gelegt und für die Chemieanlage in Kap. 6 auf die Mittelspannungsverteilung. Für die Getränkeabfüllanlage soll eine Photovoltaikanlage zur Eigenversorgung genutzt werden.

2

## 5.1 Beschreibung der Getränkeabfüllanlage

3

Bei der hier beschriebenen Getränkeabfüllanlage für Softdrinks handelt es sich um ein Neubauprojekt. Üblicherweise wird bei der Herstellung von Softdrinks aus Zucker ein Sirup hergestellt, der zusammen mit aufbereitetem Wasser und Zusatzstoffen in die Mischanlagen kommt. Vor der Abfüllung wird gegebenenfalls noch Kohlensäure zugesetzt. In der Beispielanlage wird jeweils eine eigene Linie zur Befüllung von Glasflaschen (Inhalt 0,3 l), PET-Flaschen (Inhalt 0,5 l) und Dosen (Inhalt 0,33 l) genutzt (Abb. 5/1). Einige Ausgangsdaten für die Anlage sind in Tab. 5/1 zusammengestellt. Um die Energiekosten zu senken und den ökologischen Fußabdruck der Anlage zu verbessern, werden auf dem Dach der Anlage Photovoltaikmodule installiert, die mit einer Leistung von etwa 3 MVA in das Netz einspeisen sollen (siehe Kap. 5.7). Inselbetrieb ohne Netzversorgung ist nicht vorgesehen.

4

5

Bei der Glasabfüllung ist es wichtig, dass die Flaschen vorab gereinigt und auf Schäden untersucht werden. Auch bei der Dosenabfüllung wird auf Fabrikationsrückstände untersucht. Die PET-Flaschen werden bei Einwegsystemen als Rohlinge geliefert und im sogenannten „Blow Molder“ (dt: Blasformer) mit Hilfe von Hitze und Druck auf die gewünschte Größe „geblasen“ (Spritzstreckblasen; en: „Stretch Blow Molding“).

Danach leiten alle Linien zum Abfüllprozessschritt weiter und werden, je nach Größe des Behältnisses, mit der exakten Flüssigkeitsmenge befüllt. Die Zugabe von Kohlensäure erfolgt bei der Abfüllung. Danach werden die Flaschen mit einem Verschluss versehen beziehungsweise der Dosendeckel verschlossen. Die abgefüllten Flaschen durchlaufen nochmals eine Prüfmaschine, die gewährleisten soll, dass keine Fremdkörper im Produkt eingeschlossen sind.

Am Ende der eigentlichen Abfüllanlage werden die Flaschen beziehungsweise Dosen zur Etikettiermaschine transportiert und erhalten ihre Aufkleber. Nun folgen die Packmaschinen, die entweder die Dosen in Kartons oder die Flaschen in Kästen setzen oder, wie im Falle der PET-Flaschen, einfach mit einer Plastikhülle inklusive Tragegriff verpackt werden. Anschließend werden die fertigen und verpackten Produkte auf Paletten gestapelt und ins Lager beziehungsweise Depot gefahren oder direkt zum Abtransport verladen.

6

7

Produktionsdaten		Anlagendaten	
Produktionsdauer	5 Tage die Woche rund um die Uhr	Gebäudegrundfläche	19.600 m <sup>2</sup>
Jahresproduktionsdauer	48 Wochen im Jahr	Erweiterungsfläche	9.800 m <sup>2</sup>
Anlagenbetriebsdauer	15 Jahre	Durchsatz PET-Flaschen	50.000 Stück pro Stunde
Wassereinsatz	1,9 Liter Wasser für 1 Liter Softdrink	Durchsatz Glasflaschen	50.000 Stück pro Stunde
Jährlicher Wasserverbrauch	526 Mio. Liter	Durchsatz Dosen	50.000 Stück pro Stunde
Jährliche Softdrink-Produktion	277 Mio. Liter	Einspeisung PV-Anlage	3,0 MVA

Tab. 5/1: Grunddaten der Getränkeabfüllanlage



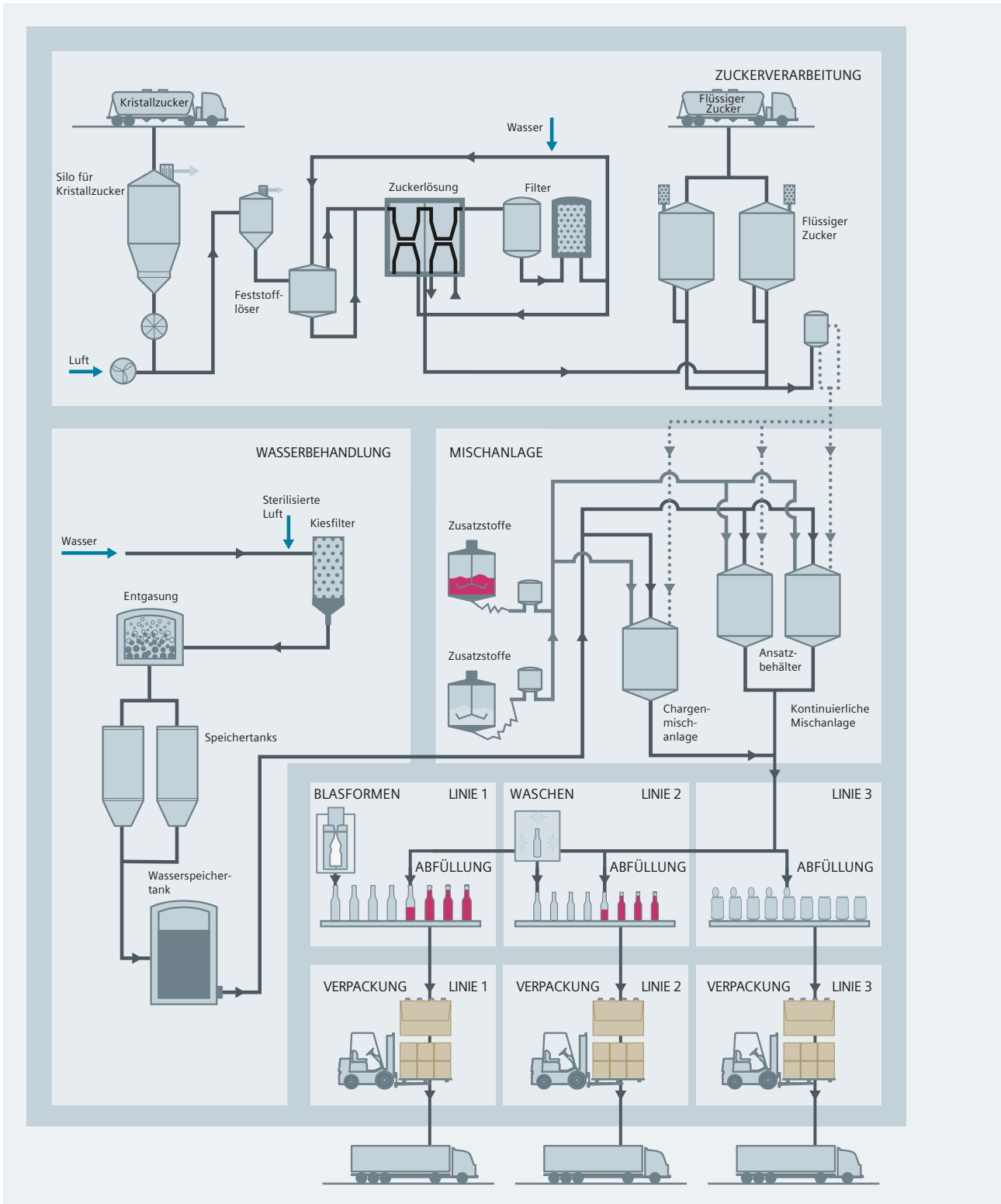


Abb. 5/1: Prozessschema für eine Getränkeabfüllanlage

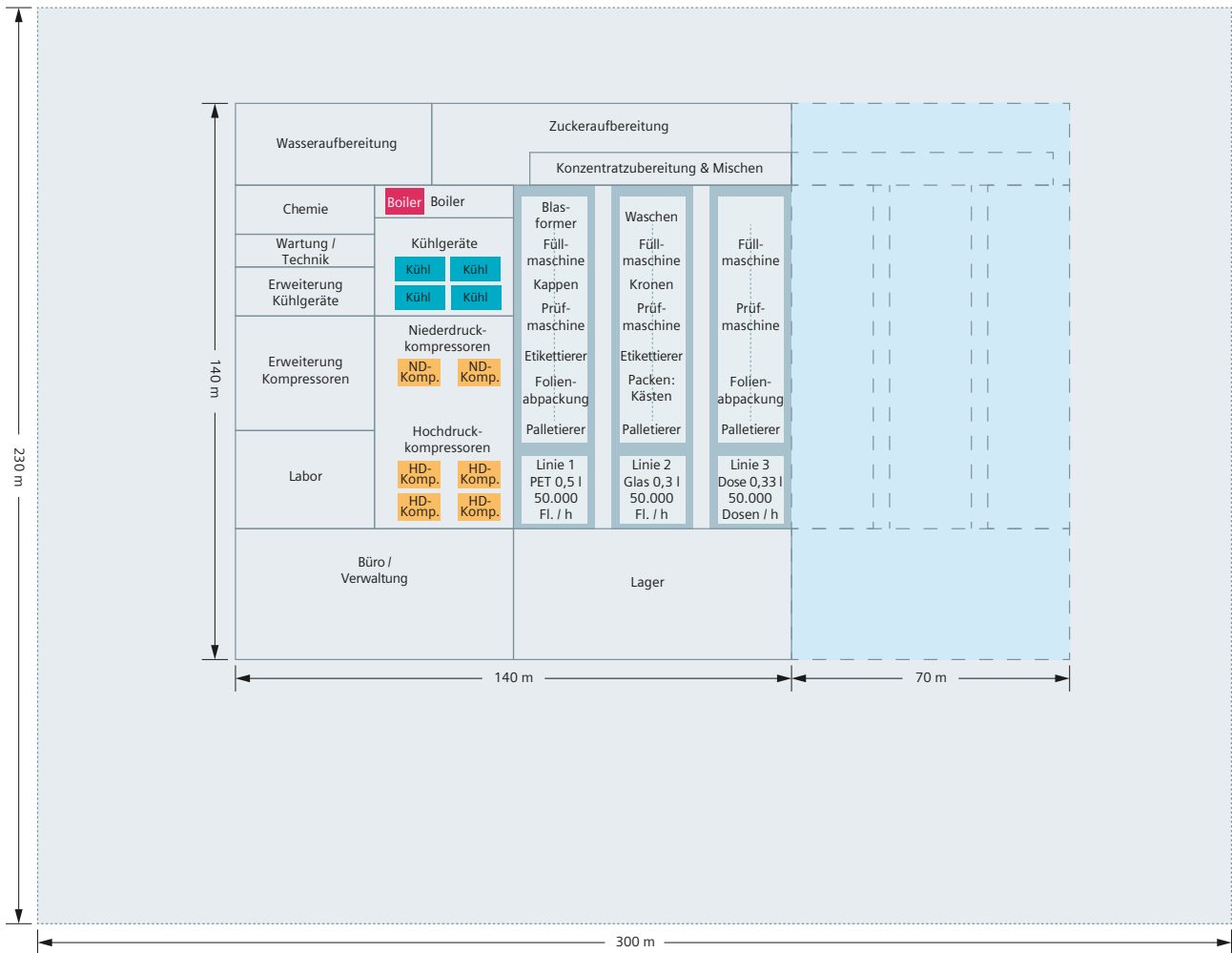


Abb. 5/2: Vereinfachter Gebäudegrundriss für die Beispielanlage (die optionale Erweiterung um drei Abfülllinien ist gestrichelt eingezeichnet)

Zur Verdeutlichung einer geplanten, zukünftigen Erweiterung um drei neue Abfülllinien wird der zusätzliche Platz gestrichelt auf der Grundfläche vorgesehen (Abb. 5/2). Darüber hinaus hängt die Grundfläche stark von den geforderten Lagerkapazitäten auf dem Gelände ab. Ebenso spielen dabei der Grad der Automatisierung und die Bedingungen für die Aufladung elektrischer Stapler und Fördermittel eine Rolle. Die Angaben in Abb. 5/2 sind deshalb nur als eine grobe Annahme für die Gesamtfläche zu betrachten (gestrichelte Begrenzungslinie).

Für den Betriebsstart mit drei Abfülllinien wird von einer Gebäudegrundfläche von 140 mal 140 Metern ausgegangen. Bei Erweiterung um wiederum drei Abfülllinien wird der Gebäudetrakt um 70 Meter verlängert (hellblau hinterlegte Fläche in Abb. 5/2). Bei Erweiterung der Abfüllanlage soll die Photovoltaikanlage von 3 MVA auf 4,5 MVA erweitert werden.

## 5.2 Leistungsbedarfsabschätzung für die Anlage

Bei der Planung einer Anlage wird sich der Informationsstand zu den Randbedingungen beständig verändern. Zunächst kann zum Beispiel eine grobe Abschätzung auf Basis einer einfachen Flächenbetrachtung erfolgen. Im Laufe der Projektentwicklung wird meist eine Lastliste zur Verfügung stehen.

### 5.2.1 Flächenabhängige Leistungsbedarfsabschätzung

Mit dem Grundriss und der Flächenaufteilung für die Anlage lässt sich eine Leistungsbedarfsabschätzung auf Basis von Angaben in [1.1] erstellen. Bei der Abschätzung mit der Angabe von 600 bis 1.000 W/m<sup>2</sup> für die Nahrungs- und Genussmittelindustrie sollten zwei Punkte berücksichtigt werden:

1. Für Bürogebäude, Auslieferungsfläche, Labor, chemische Produktionsprozesse (im Folgenden abgekürzt als „Chemie“ bezeichnet) und Wartung werden deutlich niedrigere Leistungsbedarfswerte nach [1.1] angesetzt
2. Für Kompressoren, Kühlgeräte und Boiler werden die für die Erweiterung nötigen Flächen bereits von Beginn an eingeplant. Die Erweiterungsflächen sollen also leer bleiben.

Ohne Berücksichtigung dieser beiden Punkte würde für 19.600 m<sup>2</sup> Gebäudefläche mit 600 bis 1.000 W/m<sup>2</sup> und einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,8 ein Leistungsbedarf zwischen rund 9 MW und 16 MW resultieren. Wird die Erweiterung mit 9.800 m<sup>2</sup> Fläche einbezogen, würde sich ein Gesamtleistungsbedarf zwischen 13,5 MW und 24 MW ergeben.

Bei einer etwas genaueren Betrachtung der Flächennutzung reduziert sich der Leistungsbedarf (mit Gleichzeitigkeitsfaktor = 0,8) für den Ausbau bei Produktionsbeginn mit 3 Abfülllinien auf etwa 5,9 MW bis 9,8 MW<sup>1)</sup>. Für die Gesamtanlage mit 6 Abfülllinien errechnet sich ein Leistungsbereich zwischen 10,2 MW und 17 MW<sup>2)</sup>.

### 5.2.2 Leistungsbedarfsbestimmung mit Lastliste

Gewöhnlich werden neben den Festlegungen zu den räumlichen Aufteilungen und zu den Produktionsanforderungen die Lastlisten bereitgestellt. Diese werden später bei den Dimensionierungen mit dem Planungstool SIMARIS design ohnedies benötigt. In der Lastübersicht Abb. 5/3 sind nur einige besondere Verbraucher in den einzelnen Räumen eingetragen – ohne beispielsweise Beleuchtung und Steckdosen – oder als Verbrauchergruppe zusammengefasst.

Auf Basis der Lastlisten, die vom Kunden vorgegeben sind, und der Zusammenstellung der gesamten Verbraucher ergibt sich eine Gesamtlast von etwa 7,2 MVA beziehungsweise 12,8 MVA im Endausbau. Alle Lasten können über Niederspannungsanschlüsse versorgt werden.

<sup>1)</sup> Entsprechend den Angaben in [1.1] werden bei Produktionsbeginn angesetzt:

- Bürogebäude	ca. 2.300 m <sup>2</sup>	→ 20 bis 40 W/m <sup>2</sup>
- Labor und Chemie	ca. 1.300 m <sup>2</sup>	→ 100 bis 200 W/m <sup>2</sup>
- Wartung/Dienste, Lager	ca. 2.590 m <sup>2</sup>	→ 5 bis 15 W/m <sup>2</sup>
- Erweiterungen Kühlgeräte, Kompressoren	ca. 1.450 m <sup>2</sup>	→ 5 bis 15 W/m <sup>2</sup>
- Produktionsflächen	ca. 11.960 m <sup>2</sup>	→ 600 bis 1.000 W/m <sup>2</sup>

<sup>2)</sup> Für den Endausbau werden angesetzt:

- Bürogebäude	ca. 2.300 m <sup>2</sup>	→ 20 bis 40 W/m <sup>2</sup>
- Labor und Chemie	ca. 1.300 m <sup>2</sup>	→ 100 bis 200 W/m <sup>2</sup>
- Wartung/Dienste, Lager	ca. 4.900 m <sup>2</sup>	→ 5 bis 15 W/m <sup>2</sup>
- Produktionsflächen	ca. 20.900 m <sup>2</sup>	→ 600 bis 1.000 W/m <sup>2</sup>

1

2

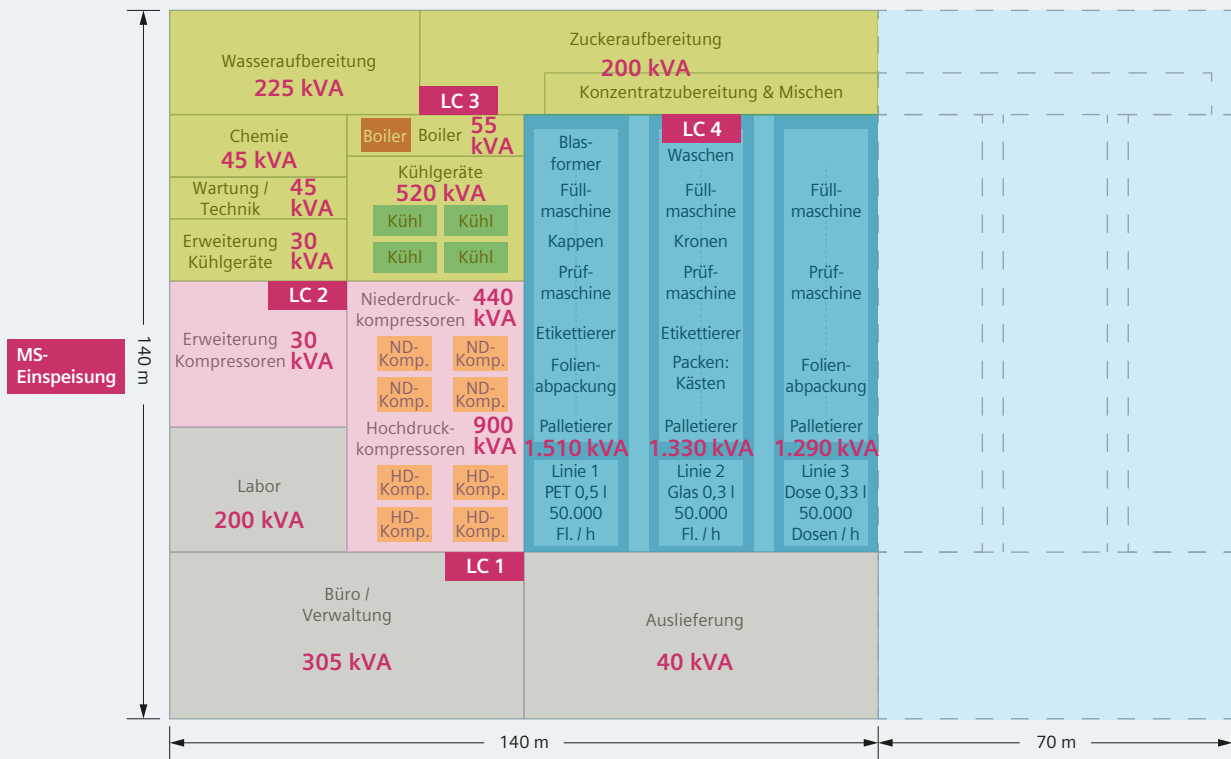
3

4

5

6

7



Leistungsbedarf einzelner Anlagenteile

	Raum	Anwendung	Leistungsbedarf in kVA
Lastzentrum LC 1	Bürotrakt	Rechnerraum	65
		Klimatisierung	100
		Feuermeldung / Brandschutz	50
		Beleuchtung / Steckdosen	90
	Laborräume	Sicherheitsanlage	120
		Beleuchtung / Steckdosen	80
	Auslieferung	Beleuchtung / Steckdosen	40
Lastzentrum LC 2	Niederdruckkompressoren	Kompressoren	440
	Hochdruckkompressoren	Kompressoren	900
	Erweiterung*	Kompressoren	30
Lastzentrum LC 3	Wasseraufbereitung	Aufbereitungsanlagen	225
		Boiler	55
	Mischanlage	Zuckeraufbereitung	150
		Mischer	50
	Kühleinrichtung	Kühlgeräte	550
	Chemie	Laboranschlüsse	15
		Beleuchtung / Steckdosen	30
Wartung / Technik	Beleuchtung / Steckdosen	45	

	Linie	Anwendung	Leistungsbedarf in kVA
Lastzentrum LC 4	Abfülllinie 1 (PET)	Laufbänder	360
		Verpackung	400
		Reinigung (Cip)	40
		PET-Spritzblasmachine	250
		Füllen und Verschließen	240
		Licht, Klima, Kontrolle	220
		Abfülllinie 2 (Glas)	Laufbänder
Verpackung	135		
Reinigung (Cip)	40		
Flaschenspülen	240		
Füllen und Verschließen	270		
Abfülllinie 3 (Dose)	Licht, Klima, Kontrolle	220	
	Laufbänder	240	
	Verpackung	330	
	Dosenreinigung	240	
	Reinigung (Cip)	40	
	Füllen und Verschließen	230	
	Licht, Klima, Kontrolle	210	

\* Für die Erweiterungsräume wird zunächst nur ein Leistungsbedarf für Beleuchtung und Steckdosen angesetzt.

Abb. 5/3: Lastübersicht und Lastschwerpunkte für die Produktionsanlage aus Abb. 5/2

## 5.3 Anschluss an das Versorgungsnetz

Ein Vergleich der Erfordernisse aus der vorher gemachten Leistungsbedarfsabschätzung mit den Einstufungen in Abb. 4/3 zeigt, dass ein Doppelstichanschluss von der Sammelschiene eines Umspannwerks geeignet ist. Gemäß IEC 60038 sind die heute für Dreileiternetze bevorzugten Netznennspannungen 10 kV (11 kV) beziehungsweise 20 kV (22 kV) (Angaben sind Spannungswerte zwischen Außenleitern; IEC 60038 gibt zwei Reihen für Netznennspannungen an – die Werte in Klammern gehören zur zweiten Reihe). Aufgrund der in Kap. 4.2 beschriebenen Vorteile höherer Netzspannungen werden künftig Netze mit einer Nennspannung von 30 kV (33 kV) weiter an Bedeutung gewinnen. Da die Verbreitung der 20-kV-Spannungsebene noch deutlich größer ist, erfolgt die mittelspannungsseitige Anbindung mit  $U_n = 20$  kV.

**Achtung:** Die Netznennspannungen für Nordamerika, zum Beispiel 13,8 kV, sind in „Series II“ von Table 3 der Norm aufgeführt.

In den Mittelspannungsnetzen der Energieversorger wird der Sternpunkt üblicherweise über eine Petersen-Spule geerdet (Resonanzsternpunktterdung RESPE). Die Wahl der Sternpunktterdung hat Einfluss auf die Auslegung des Schutzkonzepts und auf die Auswahl der Schutzwandler [1.2].

Entsprechend IEC 60909-0 kann über die Kurzschlussimpedanz  $Z_k$  und den Kurzschlussstrom  $I_k$  vereinfacht die geforderte Kurzschlussfestigkeit für die Schaltanlagen und Schaltgeräte in der Mittelspannungsverteilung bestimmt werden:

$$Z_k = (c \cdot U_n^2) / S_k'' \quad (1)$$

$$I_k = (c \cdot U_n) / (\sqrt{3} \cdot Z_k) \quad (2)$$

Gleichung (1) wird in (2) eingesetzt, sodass sich der Spannungsfaktor  $c$  herauskürzt und sich der Kurzschlussstrom  $I_k$  aus der Netznennspannung  $U_n$  und der Anfangskurzschlusswechselstromleistung  $S_k''$  berechnen lässt:

$$I_k = S_k'' / (\sqrt{3} \cdot U_n)$$

Ist die Kurzschlusswechselstromleistung  $S_k''$  nicht bekannt, kann nach IEC 60076-5 entsprechend europäischer und nordamerikanischer Praxis bei einer höchsten Spannung der Betriebsmittel von 7,2 kV, 12 kV, 17,5 kV und 24 kV eine Kurzschlusswechselstromleistung von 500 MVA verwendet werden:

$$I_k'' = 500 \text{ MVA} / (\sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV}) = 14,45 \text{ kA}$$

Dieser Wert und auch die Kurzschlusswechselstromleistung stimmen gut mit den in [1.2] angegebenen Werten von  $I_k'' = 14,6$  kA und  $S_k'' = 505,2$  MVA (siehe Tab. B4.5 in [1.2]) überein. Die Unterschiede lassen sich durch die vereinfachte Abschätzung oben erklären. Eine genauere Bestimmung, bei der das Verhältnis von Resistanz zu Reaktanz ( $R/X$ ) berücksichtigt wird, ist in IEC 60909-0 beschrieben. Um Reserven für Motorrückspeisungen zu berücksichtigen, wird eine Kurzschlussfestigkeit  $I_{sc} = 20$  kA für die Betriebsmittel gefordert. Aufgrund des Leistungsbedarfs von 7,2 MVA beziehungsweise 12,8 MVA reicht ein Bemessungsstrom der Sammelschienen von 630 A ( $I_b = 12,8 \text{ MVA} / (\sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV}) = 370 \text{ A}$ ) für die Mittelspannungsschaltanlagen bei einer Netznennspannung von 20 kV aus.

## 5.4 Festlegung der Lastschwerpunkte

Mithilfe der Lastübersicht und des Gebäudegrundrisses werden die einzelnen Lastschwerpunkte (Abb. 5/3) ermittelt. Bei der Ermittlung der Gesamttransformatorleistung zur Versorgung der Lastschwerpunkte werden entsprechend Kap. 4.4.1 berücksichtigt:

- Die Begrenzung von Leitungslängen zwischen Lastschwerpunktstationen in der Niederspannung und Verbrauchern
- Die Gewährleistung der n-1-Redundanz
- Die Wahl der Anfangskurzschlusswechselstromleistung
  - hinsichtlich Kostenoptimierung, wenn keine besonderen Anforderungen gestellt werden
  - hinsichtlich der Spannungsqualität (z. B. Anlaufleistungsstarker Motoren oder Stoßbelastung durch große Verbraucher).

Werden ausschließlich die Leitungslängen beachtet, könnten drei Lastschwerpunkte ausreichen. Dabei würde aber ein gemeinsamer Lastschwerpunkt für den Bürotrakt und die Hochleistungskompressoren gebildet werden müssen. Wird zusätzlich das Funktions- und Rückwirkungsverhalten der Kompressoren beachtet, sollte entsprechend Abb. 5/3 eine Aufteilung in vier Lastschwerpunkte erfolgen. Die IKT-Verbraucher im Bürotrakt werden so besser von Störungen durch den Produktionsbereich getrennt. Die vier farblich markierten Bereiche in Abb. 5/3 kennzeichnen die Versorgungsbereiche der einzelnen Lastschwerpunktstationen:

- Lastschwerpunktstation LC 1: 545 kVA
- Lastschwerpunktstation LC 2: 1.370 kVA
- Lastschwerpunktstation LC 3: 1.120 kVA
- Lastschwerpunktstation LC 4: 4.130 kVA

Für den Abfüllbereich bietet sich leistungs- und prozessorientiert eine weitere Unterteilung entsprechend der 3 Abfülllinien auf der Niederspannungsseite an (mit 1.510 kVA, 1.330 kVA und 1.290 kVA für die einzelnen Linien).

Um, wie in Kap. 4 beschrieben, Sicherungslasttrennschalter einsetzen zu können, sind die einzelnen Transformatoren kleiner oder gleich 1.250 kVA zu wählen ( $U_{OS} = 20$  kV oder 800 kVA bei  $U_{OS} = 10$  kV). Abb. 5/4 zeigt ein Single-Line-Diagramm für die Mittelspannungsverteilung mit den Transformatoranschlüssen für die Lastschwerpunktstationen.

Aufgrund der Kundenanforderungen und dem gegebenen Aufbau der Produktionsanlagen soll das Mittelspannungsverteilnetz als Ringnetz aufgebaut werden (siehe Tab. 4/1). Da keine besonderen Anforderungen an die Kurzschlussleistung beziehungsweise Spannungsfestigkeit gestellt und eine wirtschaftliche Anlagen-

auslegung (mit einer Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel  $I''_k \leq 66$  kA) angestrebt werden, darf die Summenleistung der Transformatoren in den einzelnen Lastschwerpunktstationen (LC 2 bis LC 4, entsprechend Tab. 4/5 für  $u_{kr} = 6\%$ ) maximal 2,7 MVA je Station betragen. Um zusätzlich die n-1-Verfügbarkeit zu gewährleisten, werden jeweils 3 x 800-kVA-Transformatoren zur Versorgung der Niederspannungsverteilungen gewählt. Wie in Abb. 5/4 gezeigt, sind für LC 4 die Abfülllinien separat zu versorgen. Für die Lastschwerpunktstation LC 1 genügen mit hinreichender Reserve zwei 630-kVA-Transformatoren.

Für die Stromversorgung in Industrieanlagen kommen bevorzugt Trockentransformatoren nach IEC 60076-11 zum Einsatz. GEAFOL-Gießharztransformatoren zeichnen sich aus durch:

- Geringe Brandlast
- Keine besonderen Feuerschutzmaßnahmen erforderlich
- Keine einen Brand verschärfende Risiken

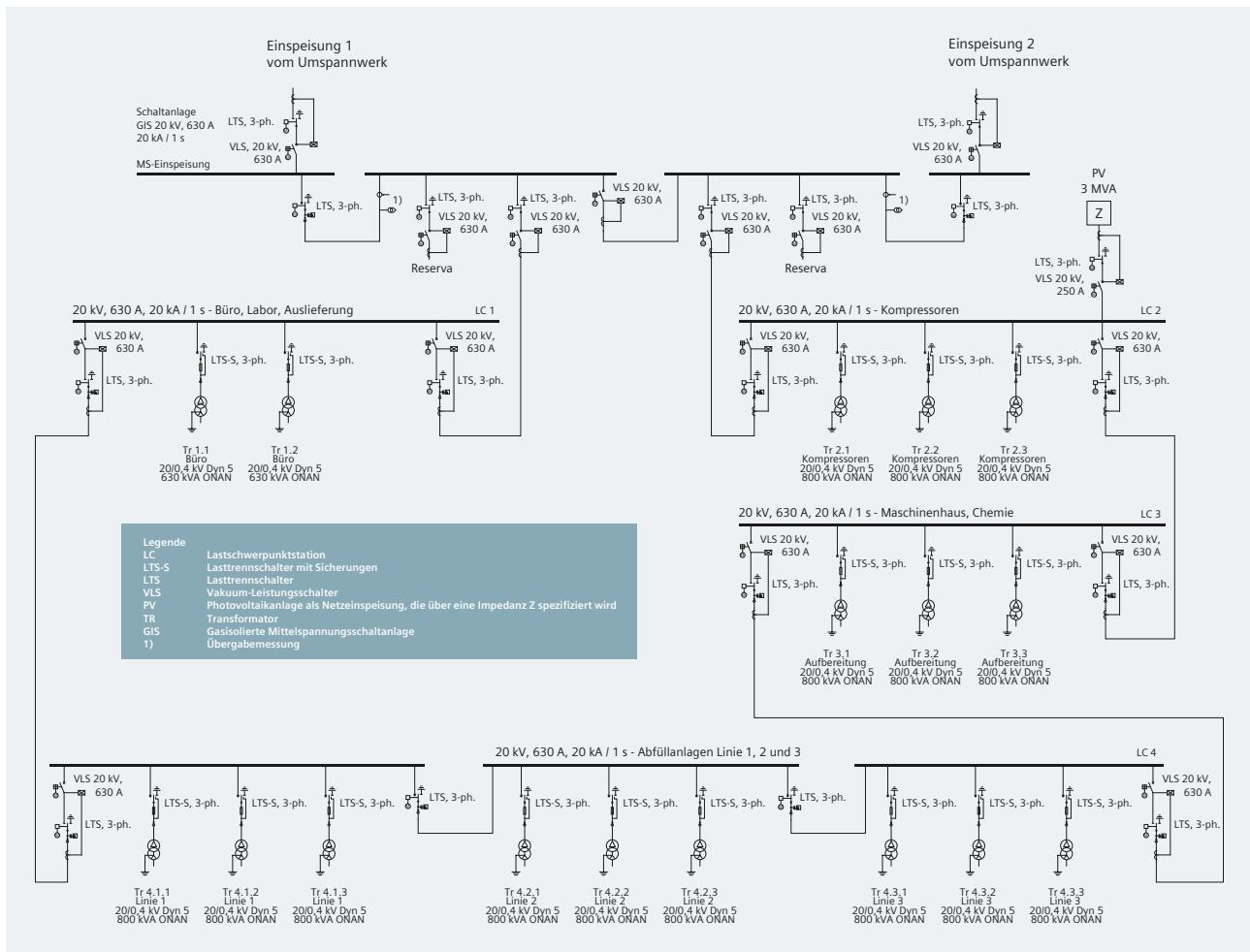


Abb. 5/4: Single-Line-Diagramm für den Mittelspannungsring der Abfüllanlage

- Maßnahmen zum Grundwasserschutz
- Leistungserhöhung auf bis zu 140 % der Bemessungsleistung (GEAFOL-Transformatoren mit  $S_r \geq 500$  kVA) durch angebaute, temperaturabhängig gesteuerte Querstromlüfter
- Ausnutzung der Überlastbarkeit als „heiße“ Redundanz zur Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit
- Kein Lebensdauerverlust bei Ausnutzung der Überlastbarkeit
- Keine Gefahr unzulässiger Schaltüberspannungen durch Resonanzanregung der Wicklungen beim Ein- und Ausschalten mit einem Vakuum-Leistungsschalter.

### 5.5 Platzierung der Lastschwerpunktstationen am Beispiel von LC 4

Bei der Platzierung der LC 4-Anlagen ist zu beachten:

- Geringer Spannungsfall
- Geringe Materialkosten
- Gute Wärmeabfuhr und Druckentlastung
- Einfache Zugänglichkeit der Anlagen (z. B. bei Wartung und Austausch von Komponenten).

Aus elektrotechnischer Sicht ist die Platzierung der elektrischen Betriebsräume (für die Transformatoren und

Niederspannungsverteilungen) im Zentrum des Lastschwerpunkts ideal. Die Abstände zu den einzelnen Verbrauchern werden somit minimiert, wodurch auch der Spannungsfall im Netz möglichst klein gehalten wird. Vorteilhaft ist in diesem Zusammenhang die Absicherung der Transformatoren durch HH-Sicherungen, deren strombegrenzende Wirkung die freiwerdende Energie bei einem Kurzschluss zwischen Mittelspannungsschaltanlage und Transformator mindert. Dadurch werden Personen- und Anlagenrisiken verringert.

Sollte im Zentrum der Produktionsebene kein Platz für die Aufstellung der Anlagen vorhanden sein und besteht keine Möglichkeit, eine Zwischenebene über oder unter dem zu versorgenden Bereich zu schaffen, so bleibt für LC 4 zumindest die Aufstellung am Rand des Produktionsbereichs (bzw. an der Gebäudewand), da hier die Abstände zu den Verbrauchern dies zulassen. Ein guter Kompromiss ist es, die Mittelspannungsschaltanlagen samt Mittelspannungsringverkabelung außerhalb des Produktionsbereichs zu platzieren und die Transformatoren (versorgt über Mittelspannungsstichleitungen und abgesichert durch HH-Sicherungen, Abb. 5/4) sowie die Niederspannungsverteilungen für die Produktionslinien an der Raumwand in Nähe der einzelnen Linien zu platzieren. Häufig werden diese jedoch auf einen Randplatz im Raum (Abb. 5/5) konzentriert sein.

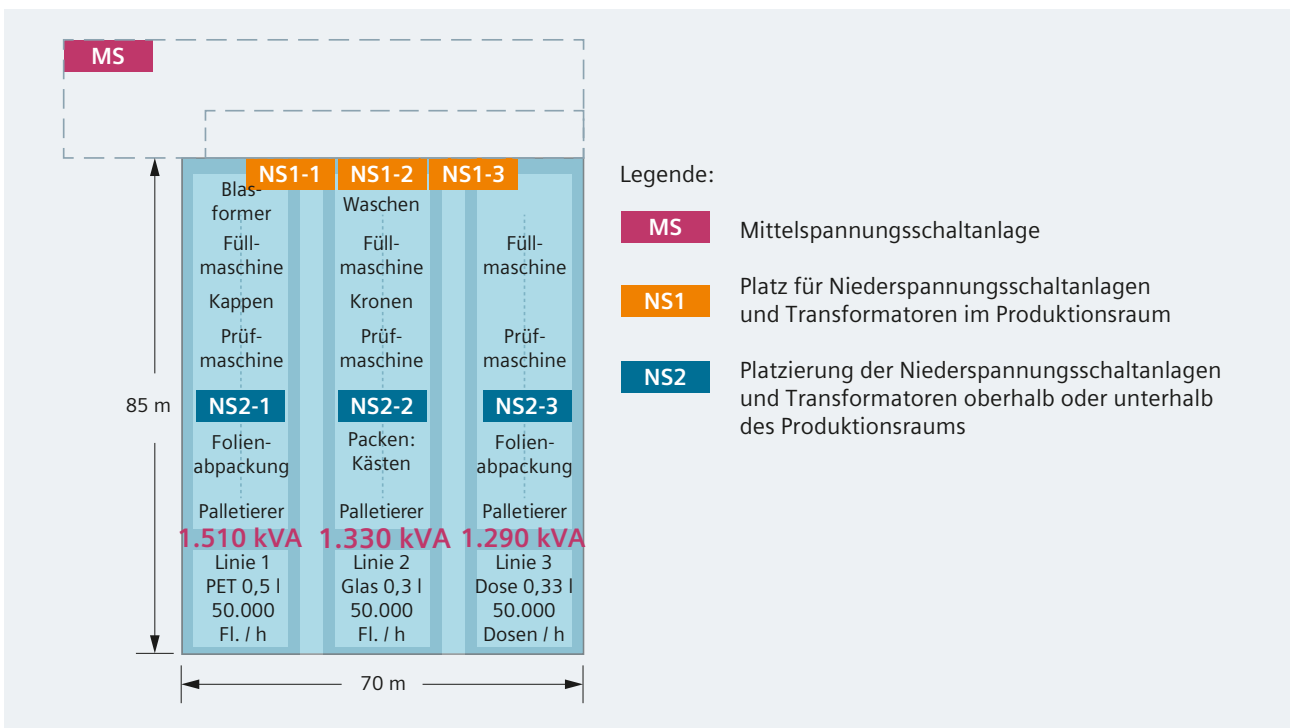


Abb. 5/5: Platzierung der Energieverteilungsanlagen für LC 4

## 5.6 Mittelspannungsnetzschutz

Da das Mittelspannungsnetz die gesamte Abfüllanlage überspannt und zudem die Einspeisung vom Energieversorger ebenso wie die Anbindung der Eigenerzeugungsanlage in das Mittelspannungsnetz erfolgen, kommt dem Schutz besondere Bedeutung zu.

Schutzziele sind:

- Möglichst schnelle Abschaltung eines Fehlers im Netz, um Personen- und Anlagenschäden zu minimieren
- Selektive Abschaltung fehlerbehafteter Teile des Netzes, um Auswirkungen auf nicht vom Fehler betroffene Anlagenteile zu vermeiden.

Dies wird durch digitale Schutzgeräte, wie zum Beispiel die SIPROTEC-Geräte von Siemens, erreicht.

Für den Schutz der Kabelstrecken (Primärschutz, rote Pfeile in Abb. 5/6) im Netz kommen Differentialschutzgeräte (z. B. 7SD82, 7SD85) zum Einsatz. Durch den Differentialschutz werden Fehler auf den Kabelstrecken in Schnellzeit erfasst und abgeschaltet (weniger als 0,1 s). Für eine hohe Sicherheit sorgt der Reserveschutz mit UMZ-Schutzgeräten (z. B. 7SJ82, 7SJ85; grüne Pfeile in Abb. 5/6). Als Reserveschutz schaltet der UMZ-Schutz Fehler auf den Kabelstrecken in Reservezeit (< 0,3 s) ab. Als gerichteter und verriegelter Schutz parametrieren, übernehmen die UMZ-Schutzgeräte zusätzlich den Schutz von Schaltanlagen (violette Pfeile in Abb. 5/6), „außerhalb“ des Erfassungsbereichs für den Primärschutz. Dadurch kann eine schnelle und selektive Fehlerabschaltung bei einem Fehler innerhalb der Schaltanlage realisiert werden.

Wie in Abb. 5/6 gezeigt, eignen sich die UMZ-Schutzgeräte 7SJ82 ebenfalls für die selektive Fehlerabschaltung der Einspeiseleitungen. Entsprechend den Netzanschlussbedingungen für Eigenerzeugungsanlagen (Kap. 4.3.2) können die Geräte dabei für den Entkuppelungsschutz der Photovoltaikanlage (Beschreibung der PV-Anlage in Kap. 5.7) eingerichtet werden. Gemäß EN 50549-2 muss bei den Spannungswandlern für den Entkuppelungsschutz (in Abb. 5/6 blau markiert) auf die Genauigkeitsanforderungen geachtet werden:

- Mindestens Genauigkeitsklasse 3P nach IEC 61869-3 (beim Überspannungsschutz, Nullsystem 59N, wird die Klasse 3P/0,5 gefordert)
- Bemessungs-Spannungsfaktor (Bemessungszeit nach IEC 61869-3 und IEC 60044-7):
  - 1,9 für Spannungswandler zwischen Erde und Außenleiter
  - 1,2 für Spannungswandler zwischen Außenleitern

- Bemessungs-Ausgangsleistung des Spannungswandlers entspricht der vorgesehenen Belastung der Schutzwicklung.

In diesem Schutzkonzept ist kein Inselbetrieb vorgesehen. Schutzkonzepte für den Inselbetrieb werden in Kap. 5.7.3 kurz angerissen. In Abb. 5/6 übernimmt das Schaltgerät in der Zuleitung der PV-Anlage zu LC 2 die Funktion des Kuppelschalters (siehe Kap. 4.3.3). Blau gestrichelte Linien kennzeichnen die Verbindung zwischen den beiden Entkuppel-Schutzrelais 7SJ82 und dem Kuppelschalter.

Die beiden in Abb. 5/4 gezeigten Mittelspannungsreserveabgänge spielen für das Schutzkonzept des Mittelspannungsringes ohne Erweiterung keine Rolle und werden deshalb in Abb. 5/6 nicht dargestellt. Für die Kommunikation zwischen Schutzgeräten werden heute üblicherweise Lichtwellenleiterverbindungen genutzt. Neben dem Schutzkonzept für die Energieverteilung ist ein Messkonzept für Überwachung und Diagnose zu erstellen. Das Vorgehen wird im Applikationshandbuch Energietransparenz [5.1] aufgezeigt und der Einsatz der Produktfamilien SICAM, SENTRON und SIMATIC beschrieben.

## 5.7 Anschluss der Photovoltaikanlage

In das Versorgungskonzept soll eine Eigenerzeugungsanlage mit Photovoltaikmodulen (PV-Module) eingebunden werden (Abb. 5/6), um den Energie- und Leistungsbezug aus dem Versorgungsnetz zu verringern und gleichzeitig den ökologischen Fußabdruck der Produktionsanlage durch die Nutzung erneuerbarer Energieerzeugungstechnik zu verkleinern. Für den Netzanschluss sind die in Kap. 4 beschriebenen Anforderungen zu beachten. Insbesondere muss das Schutzkonzept die Anforderungen von IEC/TS 62786 beziehungsweise EN 50549-2 für den Mittelspannungsentkuppelungsschutz erfüllen.

Ein Energiespeicher ist für das Beispiel nicht vorgesehen, sodass die Größe der PV-Anlage im Wesentlichen durch die Gegebenheiten bei der Aufstellung, durch die Dachfläche und durch einen sinnvoll abdeckbaren Anteil am Leistungsbedarf der Produktionsanlage begrenzt wird. Durch die Volatilität bei der Sonnennutzung ist auch kein teilweiser Inselbetrieb ohne Energiespeicher sinnvoll. Die PV-Anlage wird also keinen Generator zum Weiterbetrieb der Produktion ersetzen können.



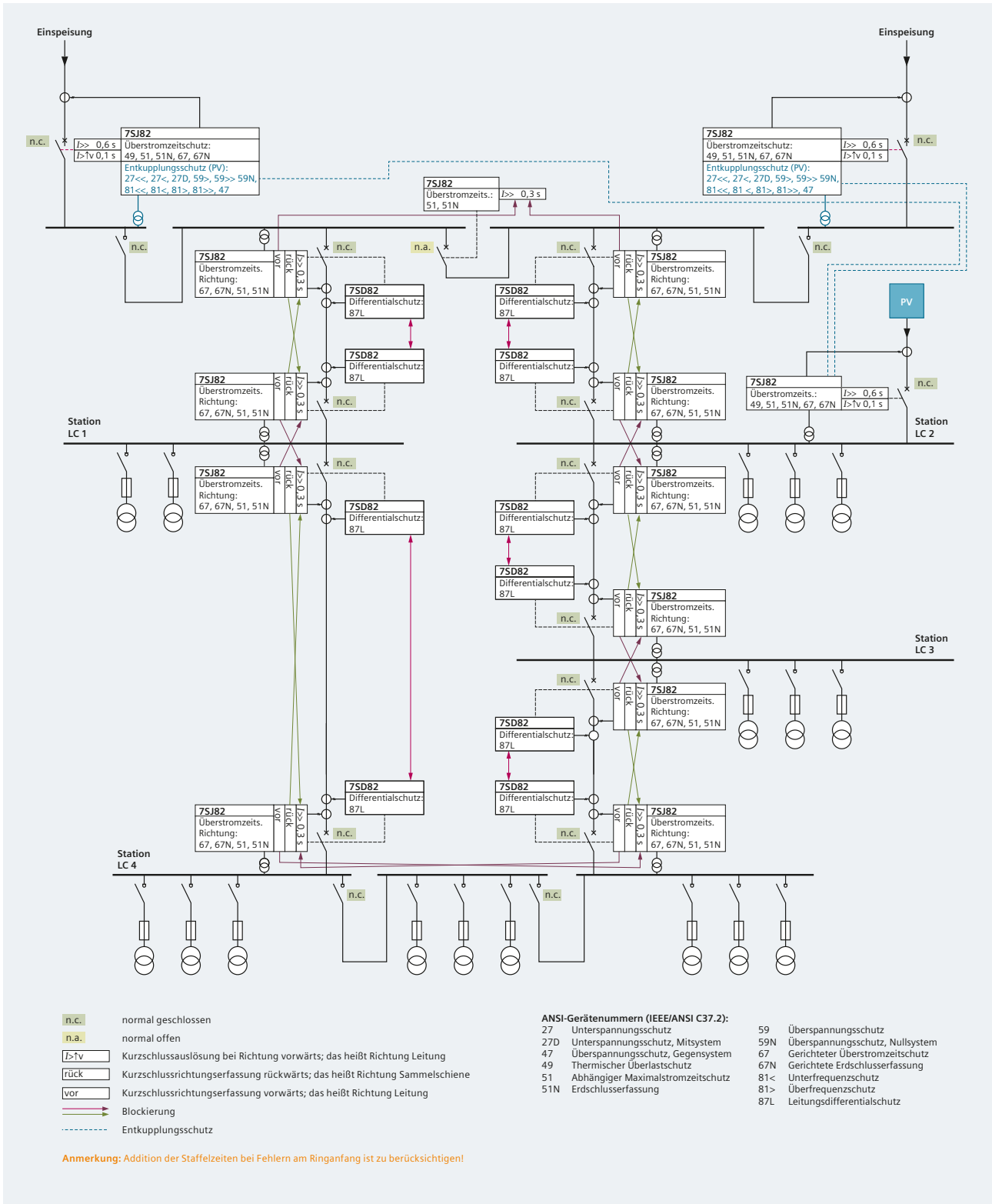


Abb. 5/6: Schutzkonzept für den Mittelspannungsring

1

Aktuell liefern PV-Module mit etwa 2 m<sup>2</sup> Fläche eine solarelektrische Leistung von 400-500 W<sub>peak</sub> unter idealen Einsatzbedingungen (sogenannter Peakwert; d. h. Leistungsspitzenwert für definierte Testbedingungen (STC) je Quadratmeter Modulfläche). Für eine elektrische gesamte Bemessungsleistung von 3 MVA<sup>3)</sup> würde das Dach auf dem Produktionsgebäude ausreichen. Bei Erweiterung der Produktion soll die PV-Anlage auf eine elektrische Gesamtleistung von 4,5 MVA<sup>3)</sup> ausgebaut werden.

2

Für den Netzanschluss muss die von den PV-Modulen gelieferte elektrische Energie von Gleichspannung in Wechselfspannung umgewandelt werden. Zwei bekannte Solarwechselrichtertypen sind String- und Zentralwechselrichter. Beim Stringwechselrichter werden mehrere PV-Module in Reihe geschaltet an einen kleineren Wechselrichter angeschlossen. Durch die Parallelschaltung von Stringwechselrichtern können höhere Leistungen erreicht werden. Beim Zentralwechselrichter werden die PV-Module gleichspannungsseitig an einen großen Umrichter angeschlossen.

3

Siemens bietet für die Anbindung an das Verteilnetz sowohl Stringwechselrichter als auch Zentralwechselrichter für die unterschiedlichen Einsatzprofile an. Siemens-Fachberater unterstützen bei der Auswahl geeigneter Typen. Für den Einsatz im betrachteten Leistungsbereich zwischen 3 und 4,5 MVA eignen sich beide Wechselrichtertypen. Beide Gerätefamilien von Siemens (KACO blueplanet 150 TL3 und SINACON PV) haben sehr hohe Wirkungsgrade von bis zu 99 % und darüber hinaus niedrige Klirrfaktoren von unter 3 %.

4

5

Im hier gewählten Leistungsbereich überlappen sich die Nutzungsschwerpunkte der beiden Wechselrichtertypen. Bei kleineren Leistungen sind im allgemeinen Systeme mit Stringwechselrichtern wirtschaftlicher:

- Einfachere Anpassung an unterschiedliche Verhältnisse der Sonneneinstrahlung
- Einfachere Erweiterungsmöglichkeiten
- Bei Fehlern meist nur Teilausfall der Anlage.

6

Bei größeren Anlagen hingegen überwiegen die Vorteile von Zentralwechselrichtern:

- Einfachere Montage
- Geringerer Aufwand bei Fehlersuche.

7

<sup>3)</sup> Die Leistungsangabe entspricht der elektrischen Scheinleistung am Wechselrichterausgang der PV-Anlage. Die maximal mögliche Aufnahmeleistung der in der PV-Anlage installierten Solarmodule (Gleichspannung DC) muss größer sein und wird üblicherweise als Peakleistung der Solarmodule in „W<sub>peak</sub>“ angegeben. Die Fläche von 140 × 140 m würde voll bestückt eine PV-Modul-Peakleistung von über 3,9 MW<sub>peak</sub> ermöglichen.

Für eine Einspeiseleistung der PV-Anlage von über 2 MVA ist der Anschluss an die Mittelspannungsverteilung üblich. Hier erfolgt die Einspeisung über die Station LC 2.

### 5.7.1 PV-Anlage mit Stringwechselrichtern

Für die vorgesehene PV-Anlage eignen sich die Wechselrichter KACO blueplanet 150 TL3, Geräte mit einer AC-Leistung von 150 kVA. Für eine Gesamt-PV-Leistung von 3 MVA werden je 10 Stück dieser Wechselrichter an zwei Strängen parallelgeschaltet (Abb. 5/7a). Der Anschluss an das 20-kV-Mittelspannungsringnetz erfolgt über einen Transformator an die Schaltanlage für den Lastschwerpunkt LC 2. Bei Erweiterung der PV-Anlage auf 4,5 MVA muss ein weiterer Transformator für eine Leistung von 1,5 MVA installiert werden (Abb. 5/7b). Vorstellbar ist auch die Installation eines 4,5-MVA-Transformators bereits in der ersten Errichtungsphase (3 MVA Leistung), sodass bei der Erweiterung der PV-Anlage nur die Einrichtungen auf der Niederspannungsseite des Transformators um den zusätzlichen Strang mit zehn Wechselrichtern erweitert werden (Abb. 5/7c).

### 5.7.2 PV-Anlage mit Zentralwechselrichter

Beim Zentralwechselrichter SINACON werden die Gleichstromleitungen der PV-Module zu den vier sogenannten Powerstack-Umrichtermodulen (Abb. 5/8) geführt. Durch die Flüssigkeitskühlung und optionale Heizung kann der PV-Zentralwechselrichter SINACON auch in einem extrem weiten Umgebungstemperaturbereich (von -40 °C bis +60 °C) eingesetzt werden.

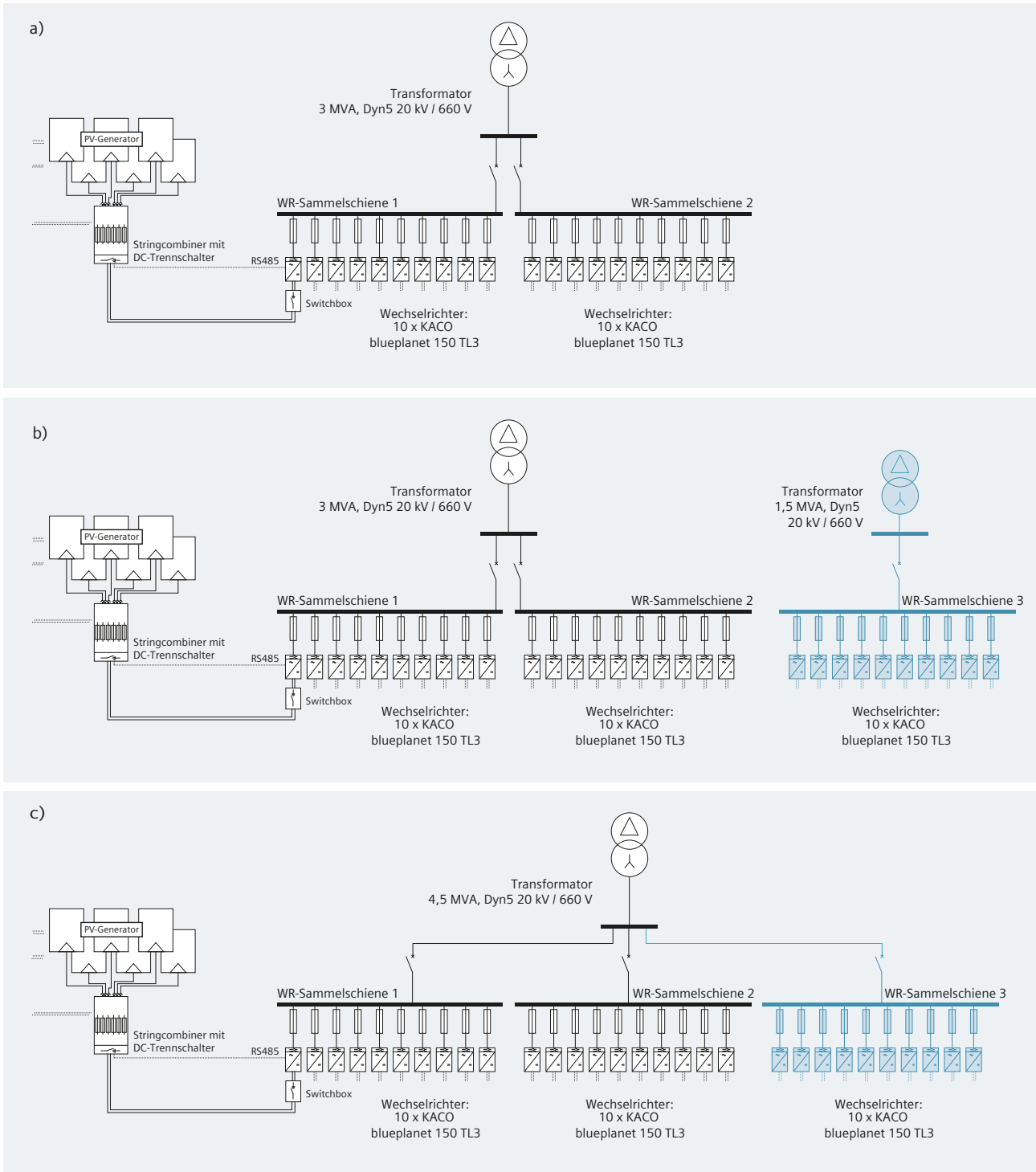


Abb. 5/7: PV-Energieerzeugungsanlage (EEA) mit Stringwechselrichtern

- a) Für Anfangsinstallation mit PV-Anlage mit 3 MVA Scheinleistung
- b) Für PV-Anlage mit 4,5 MVA Scheinleistung: Erweiterung der Anfangsinstallation (3-MVA-PV-Anlage) um einen separaten Transformatorzweig mit 1,5 MVA
- c) Für PV-Anlage mit 4,5 MVA Scheinleistung: Bereits bei der Anfangsinstallation (3-MVA-PV-Anlage) berücksichtigter 4,5-MVA-Transformator wird um 1,5-MV-PV-Abzweig erweitert

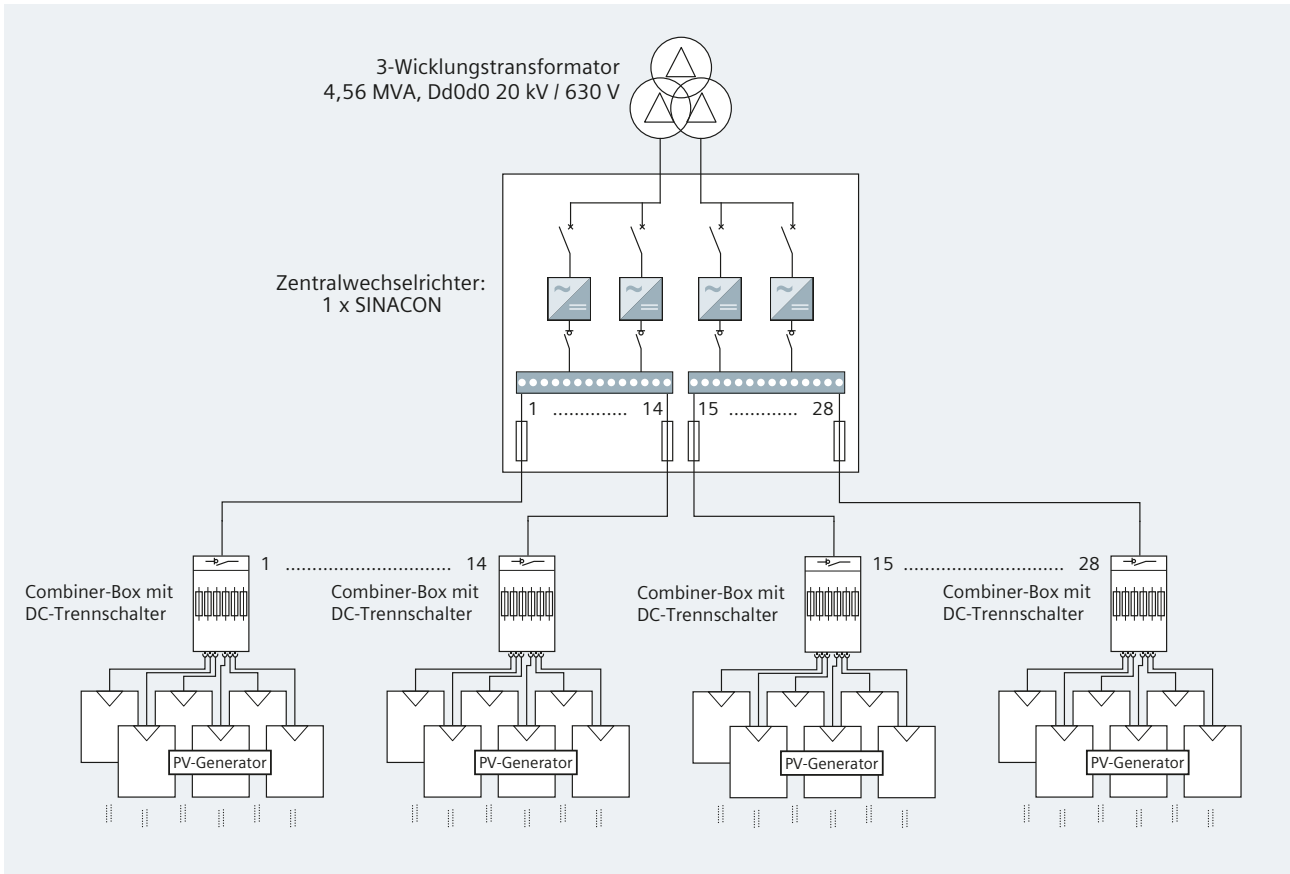


Abb. 5/8: PV-Energieerzeugungsanlage (EEA) mit Zentralwechselrichter

### 5.7.3 Schutztechnische Einbindung von Eigenzeugungsanlagen im Inselbetrieb

Anhand des in Abb. 5/6 gezeigten Schutzkonzepts können auch die Anforderungen für den Netzanschluss von Energieerzeugungsanlagen (EEA) (siehe Kap. 4.3.2) aufgezeigt werden, falls doch ein Inselbetrieb gefordert wäre. Realistisch ist dies für Produktionsbetriebe, bei denen aus Restprodukten wirtschaftlich Energie gewonnen wird und somit nur ein kleiner Teil der gesamten, zum Betrieb benötigten Energiemenge durch weitere zusätzliche Energiequellen und Energiespeicher bereitgestellt werden muss. Bei der Papierherstellung fallen zum Beispiel durch die Holzverwertung Bio-Reststoffe an, die energetisch ähnlich wie fossile Brennstoffe in KWK-Anlagen genutzt werden können.

Abb. 5/9 zeigt die Anbindung der EEA mit einem Schutzkonzept für den Inselbetrieb. Dabei muss nicht das gesamte Netz des Anlagenbetreibers in den Inselbetrieb schalten können. Dies wird durch die beiden Varianten (Option 1: Teilnetz Station LC 2 und Option 2: Gesamtnetz) in Abb. 5/9 verdeutlicht. Es bestehen zahlreiche weitere Möglichkeiten, auf die nicht weiter eingegangen wird. Bemerkenswert ist noch, dass im Inselbetrieb das Schaltgerät für den Entkopplungsschutz (PV) von Abb. 5/6 dann als Schaltgerät der Erzeugungseinheit genutzt werden kann.

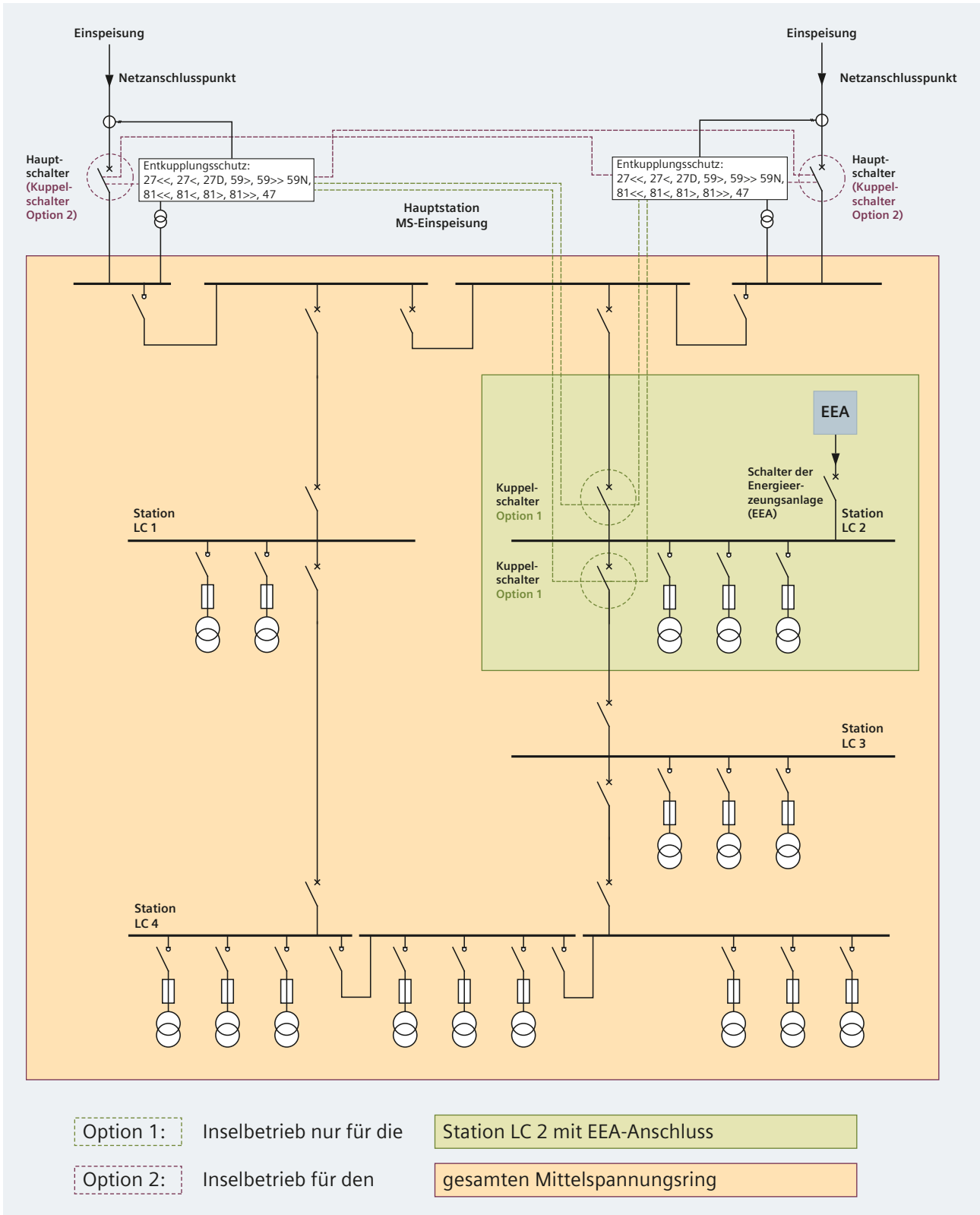


Abb. 5/9: Beispiele für Schutzkonzepte, um Inselbetrieb mit Eigenerzeugungsanlagen zu ermöglichen

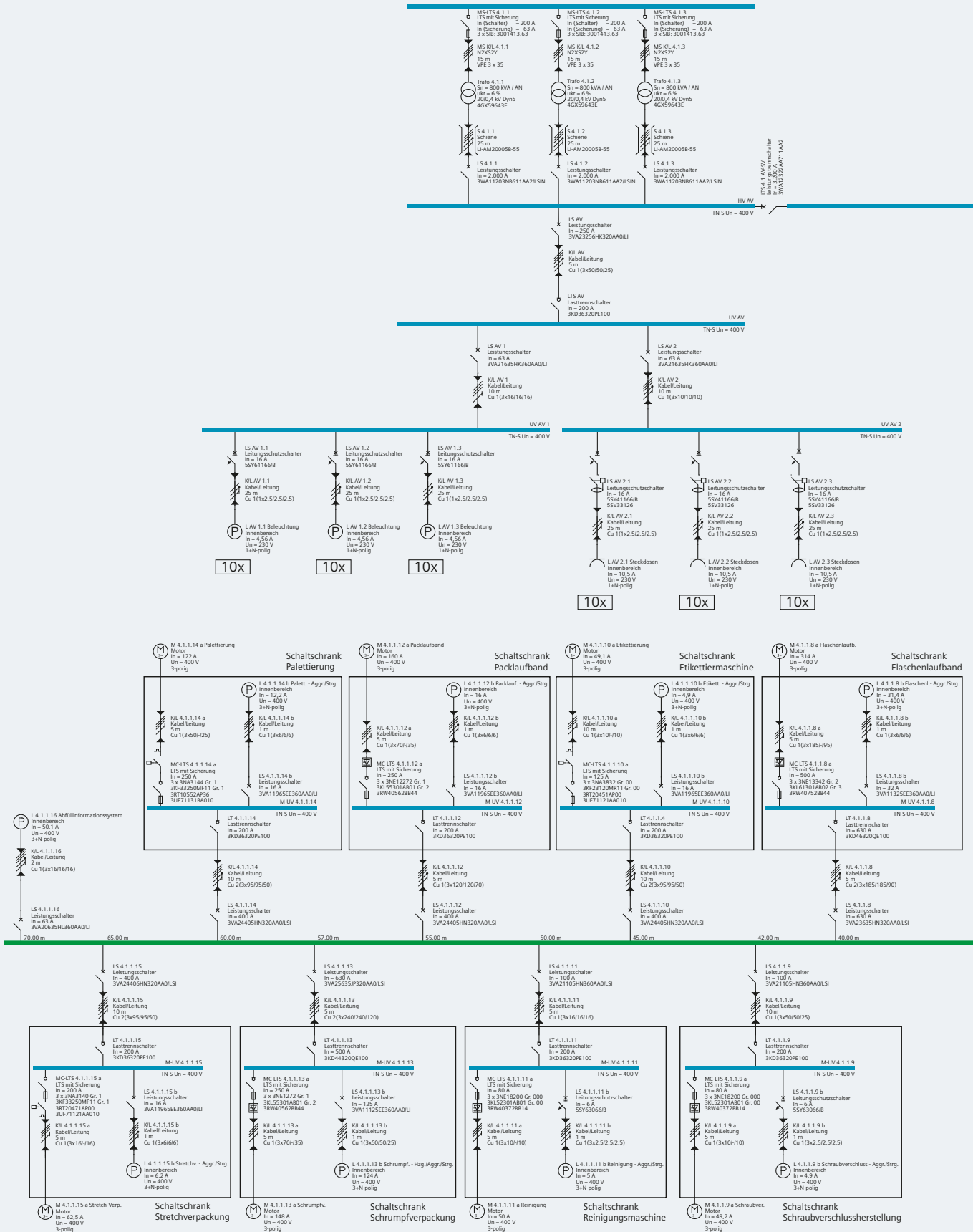
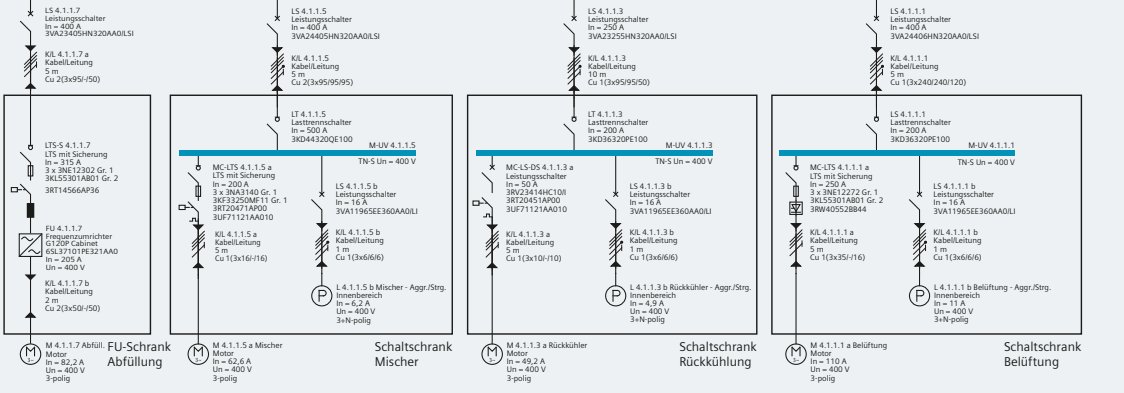
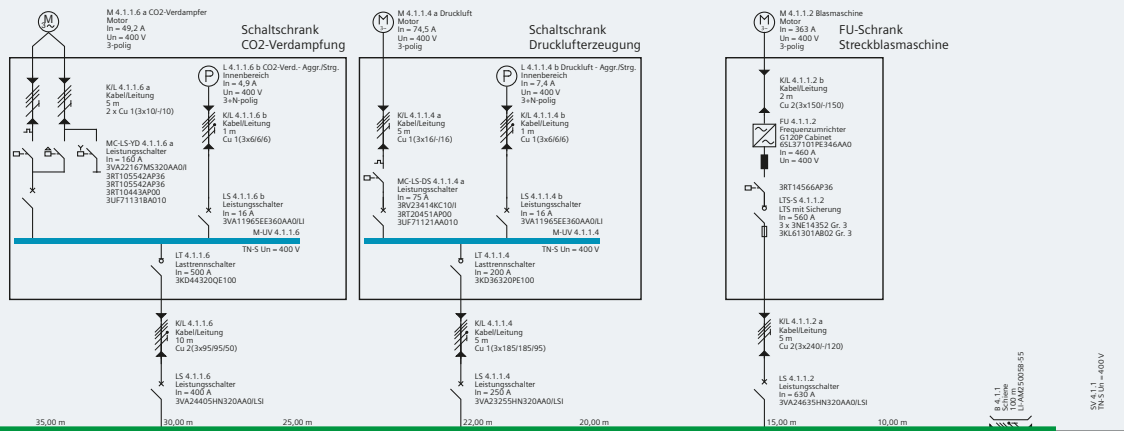
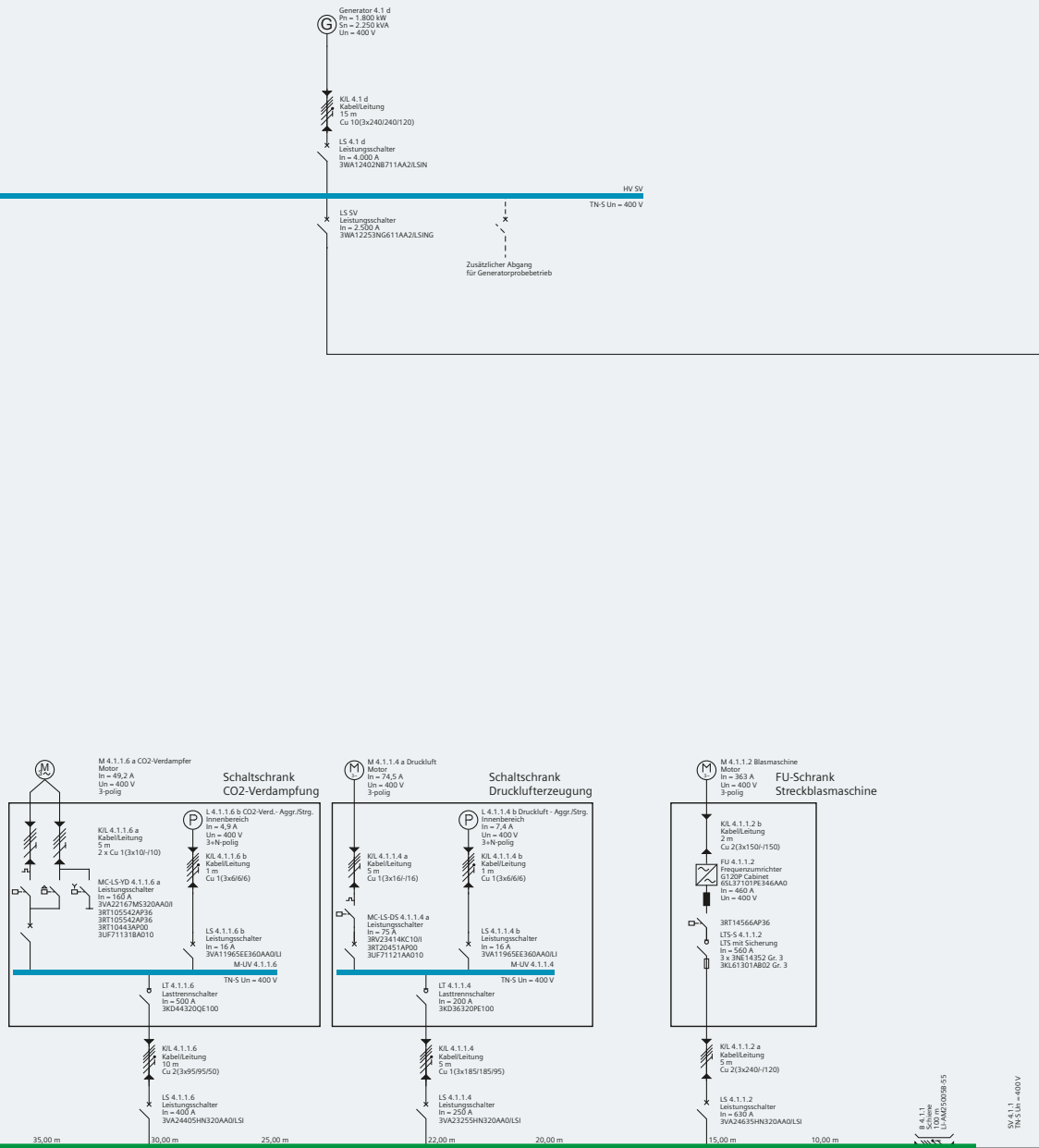


Abb. 5/10: Single-Line-Diagramm der elektrischen Energieverteilung für die Abfülllinie 1 entsprechend der Dimensionierung mit SIMARIS design



## 5.8 Niederspannungsverteilungen für die Lastschwerpunkte

Neben den Lastschwerpunktstationen LC 1 (Bürotrakt und Auslieferung), LC 2 (Kompressoren) und LC 3 (Kühlung und Aufbereitung) werden über die Station LC 4 (Abb. 5/3) die elektrischen Verbraucher der drei Abfülllinien separat über jeweils eine Transformatorstation mit Niederspannungshauptverteilung versorgt. Mit den SIMARIS-Tools erfolgt die Dimensionierung der Schalt- und Schutzgeräte für die sechs einzelnen Niederspannungsverteilungen der Lastschwerpunkte LC 1 bis LC 4. Ausgangspunkt ist die Lastübersicht aus Abb. 5/3.

Für alle sechs Niederspannungsverteilungen gilt eine ähnliche Vorgehensweise, ausgehend von der Verteilungsstruktur (Netzsysteme, Redundanzen, Transformatoranordnungen, Kabel- und/oder Schienenverteilersystem, Beachtung von Verbraucherspezifika etc.) über die Berechnungen und Dimensionierungen bis zur genauen Bestimmung der geeigneten Produkttypen, sodass es ausreicht, die weiteren Betrachtungen für zwei Niederspannungsverteilungen durchzuführen.

Zum einen werden anhand der Abfülllinie 1 die unterschiedlichen Motorstarterkombinationen angerissen. Zum anderen kann für den Lastschwerpunkt LC 1 (Bürotrakt und Auslieferung) gezeigt werden, wie Leistungsschalter mit elektronischer Auslösekennlinie, die einer Sicherung nahekommen (SENTRON 3VA mit ELISA-Auslöser), die Energieverteilung hinsichtlich Kabel- und Schienenquerschnitten sowie Selektivität optimieren und damit zur wirtschaftlichen Auslegung sowie zur Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit beitragen.

### 5.8.1 Motorstarterkombinationen für die Abfülllinie 1

Die in der Abfülllinie 1 angeschlossenen Lasten müssen über eine Niederspannungsverteilung versorgt werden, die eine Leistungsübertragung von mindestens 1.510 kVA ermöglicht. Aufgrund der gewünschten Redundanz bietet sich die Einspeisung in die Allgemeine Stromversorgung (AV in Abb. 5/10) über drei 800-kVA-GEAFOL-Transformatoren an. Über eine Kupplung wird die Sicherheitsstromversorgung (SV in Abb. 5/10) mit der AV verbunden. Bei einer Störung über die Transformatoren wird die SV-Schiene von einem dort angeschlossenen Generator weiterversorgt. Dies ist eine Besonderheit der Beispielanlage, die widerspiegelt, dass häufige Unterbrechungen der Netzversorgung durch den Verteilernetzbetreiber (VNB) in der Anlagenumgebung auftreten können.

Für industrielle Anwendungen wird typischerweise längs der Produktionslinie ein Linienverteiler mit einem Schienenverteiler-System geplant. Als Unterverteilung für jede Abfülllinie wird ein eigener Schienenstrang gezogen. Als Beispiel reicht es hier aus, die Abfülllinie 1 in Abb. 5/10 genauer zu betrachten, da für die anderen Niederspannungsverteilungskreise ähnlich vorgegangen werden kann. Abb. 5/10 zeigt das Single-Line-Diagramm, wie es für die Rechnungen, Dimensionierung und Projektierung mit den SIMARIS-Tools genutzt wird. Als Beispiele für die einzelnen Ergebnisse werden die Schaltanlagen dargestellt. Die Niederspannungsschaltanlage SIVACON S8 von Abb. 5/11 entspricht der Hauptverteilung mit den drei Transformatoreinspeisungen, den beiden Abgängen für die AV und die SV sowie der zugehörigen Längskupplung. Bei der Mittelspannungsschaltanlage 8DJH in Abb. 5/12 wird der gesamte Lastschwerpunkt LC 4 entsprechend Kap. 5.4 für die drei Abfülllinien dargestellt.

Tab. 5/2 enthält die Lastdaten der Verbraucher von Abfülllinie 1 und für die Motoren den jeweils vorgesehenen Startertyp. Die einzelnen Anwendungen werden in Motorlasten und ohmsche Lasten, wie zum Beispiel Hilfsaggregate, Steuerungsmodule und Heizung aufgeteilt. Für die ohmschen Lasten werden näherungsweise 10 % der benötigten Motorleistung angesetzt. Für die Erhitzung der Verpackungsfolie zur Herstellung der Schrumpfhüllenverpackung wird eine zusätzliche ohmsche Last von etwa 75 kVA berücksichtigt.

Abb. 5/10 verdeutlicht außerdem, dass für einen anforderungsgerechten Motorstart typische Kombinationen gewählt werden. Bei der Auswahl werden das Ein- und Ausschalten des Motors, das Anlauf- und Auslaufverhalten sowie das Betriebsverhalten und der Motorschutz bei Überbeanspruchung betrachtet. Bei der Planung der elektrischen Energieverteilung müssen neben dem Motorschutz der Kurzschlusschutz und der Überlastschutz der Zuleitung ausgelegt werden.

Der Überlast- und Kurzschlusschutz der Motorabzweige lässt sich sowohl in sicherungsloser als auch in sicherungsbehalteter Technik ausführen:

- Sicherungslose Technik
  - mit Leistungsschalter für Kurzschluss- und Überlastschutz
  - mit Leistungsschalter (für den Kurzschlusschutz) und Überlastrelais (thermisch oder elektronisch) oder ein Motormanagementgerät sowie Schütze zur Auslösung (für den Überlastschutz)
- Sicherungsbehaltete Technik mit Sicherungslasttrennschalter (die Sicherungen übernehmen den Kurzschlusschutz) und Überlastrelais (thermisch oder elektronisch) oder ein Motormanagementgerät sowie Schütze zur Auslösung (für den Überlastschutz).





Abb. 5/11: Niederspannungsschaltanlage SIVACON S8 für die Hauptverteilung der Abfülllinie 1 (Maße in mm)

Zur Festlegung des Lastverhaltens beim Motorstart kommen in der Abfülllinie 1, die als Beispiel dient, vier unterschiedliche Kombinationen zum Einsatz:

- Direktstart mit Überlastrelais/Steuergerät und Schütz
- Stern-Dreieck-Start mit Überlastrelais/Steuergerät und drei Schützen
- Start mit Sanftstartern, die begrenzen, schützen und schalten
- Start mit Frequenzumrichtern, die begrenzen und schützen.

Dabei können Sanftstarter und Frequenzumrichter den Überlastschutz übernehmen. Beim Einsatz von Sanftstartern und Frequenzumrichtern mit sicherungsbehafteter Technik werden Halbleitersicherungen eingesetzt.

Zu beachten ist, dass beim Mehrmotorenbetrieb mit Frequenzumrichtern der im Umrichter vorhandene Motorschutz nicht eingesetzt werden kann. In Tab. 5/3 sind die in SIMARIS design hinterlegten Kombinationen von Startern und Schutzgeräten mit den entsprechenden Siemens-Geräteereihen für die vier verschiedenen Motorstarttypen aufgeführt. Weitere Geräte und Kombinationsmöglichkeiten sind in den entsprechenden Katalogen [5.3], [5.4] und [5.5] sowie im Whitepaper [4.5] und in Leitfäden wie [1.1] und [1.2] zu finden.

Nach IEC 60204 ist ab einer Leistung von 0,5 kW ein Schutz der Motoren gegen Überhitzung vorgeschrieben. Der Schutz darf durch Überlastschutz, Übertemperaturschutz oder Strombegrenzung erfolgen.

1

2

3

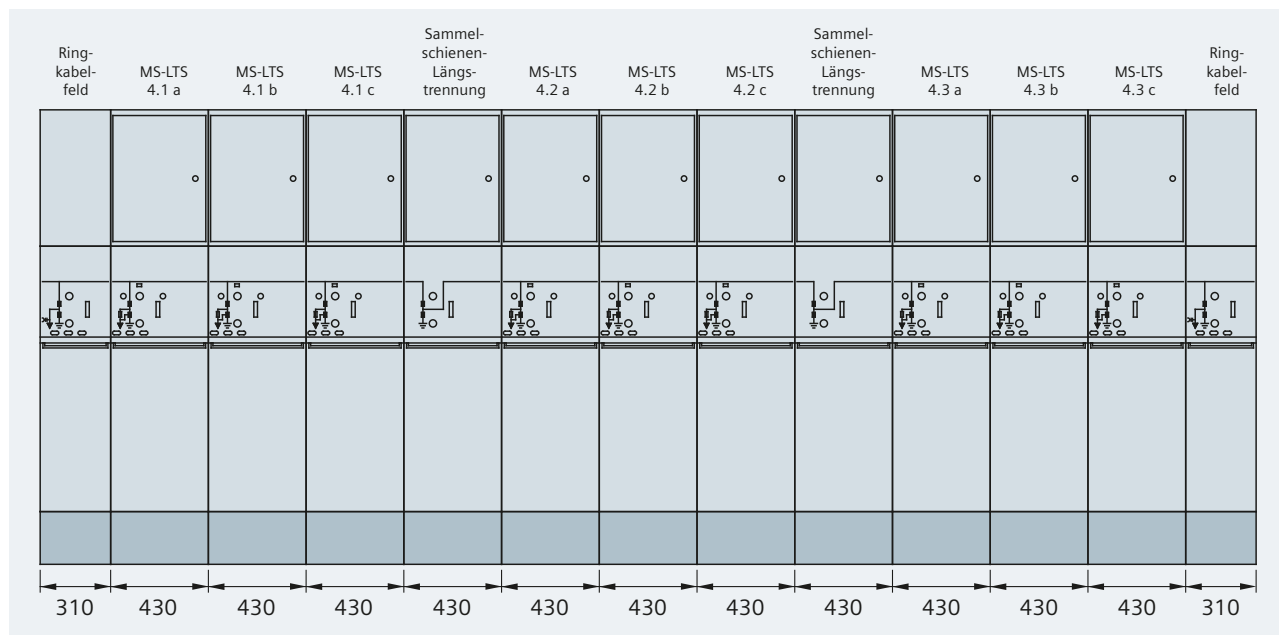


Abb. 5/12: Mittelspannungsschaltanlage 8DJH des Lastschwerpunkts LC 4 für die drei Abfülllinien (Maße in mm)

4

5

6

7

Anwendung	Lasttyp	Motorstart	SIMARIS Nr.	Position Abgangskasten	Nennstrom	AV-SV/ Spannung	Anzahl
Belüftung	Motor	Sanftstarter	M 4.1.1.1 a	10 m	110,0 A	SV/400 V	1
	Aggr./Steuerung		L 4.1.1.1 b		11,0 A		1
Streckblasmaschine	Motor	Frequenzumrichter	M 4.1.1.2	15 m	363,0 A	SV/400 V	1
Rückkühlung	Motor	Direkt (sicherungslos)	M 4.1.1.3 a	20 m	49,2 A	SV/400 V	1
	Aggr./Steuerung		L 4.1.1.3 b		4,9 A		1
Drucklufterzeugung	Motor	Direkt (sicherungslos)	M 4.1.1.4 a	22 m	74,5 A	SV/400 V	1
	Aggr./Steuerung		L 4.1.1.4 b		7,4 A		1
Mischer	Motor	Direkt (sicherungsbehafet)	M 4.1.1.5 a	25 m	62,6 A	SV/400 V	1
	Aggr./Steuerung		L 4.1.1.5 b		6,2 A		1
CO <sub>2</sub> -Verdampfer	Motor	Stern-Dreieck	M 4.1.1.6 a	30 m	49,2 A	SV/400 V	1
	Aggr./Steuerung		L 4.1.1.6 b		4,9 A		1
Abfüllung	Motor	Frequenzumrichter	M 4.1.1.7	35 m	82,2 A	SV/400 V	1
Flaschenlaufband	Motor	Sanftstarter	M 4.1.1.8 a	40 m	314,0 A	SV/400 V	1
	Aggr./Steuerung		L 4.1.1.8 b		31,4 A		1
Schraubverschlussfertigung	Motor	Sanftstarter	M 4.1.1.9 a	42 m	49,2 A	SV/400 V	1
	Aggr./Steuerung		L 4.1.1.9 b		4,9 A		1
Etikettierung	Motor	Direkt (sicherungsbehafet)	M 4.1.1.10 a	45 m	49,1 A	SV/400 V	1
	Aggr./Steuerung		L 4.1.1.10 b		4,9 A		1
Reinigungsautomat	Motor	Sanftstarter	M 4.1.1.11 a	50 m	50,0 A	SV/400 V	1
	Aggr./Steuerung		L 4.1.1.11 b		5,0 A		1
Verpackungslaufband	Motor	Sanftstarter	M 4.1.1.12 a	55 m	160,0 A	SV/400 V	1
	Aggr./Steuerung		L 4.1.1.12 b		16,0 A		1
Schrumpfverpackung	Motor	Sanftstarter	M 4.1.1.13 a	57 m	148,0 A	SV/400 V	1
	Hzg./Aggr./Strg.		L 4.1.1.13 b		124,0 A		1
Palettierung	Motor	Direkt (sicherungsbehafet)	M 4.1.1.14 a	60 m	122,0 A	SV/400 V	1
	Aggr./Steuerung		L 4.1.1.14 b		12,0 A		1
Stretchfolienwickler	Motor	Direkt (sicherungsbehafet)	M 4.1.1.15 a	65 m	62,5 A	SV/400 V	1
	Aggr./Steuerung		L 4.1.1.15 b		6,2 A		1
Abfüllinformationssystem			L 4.1.1.16	70 m	50,1 A	SV/400 V	1
Beleuchtung			UV 4.1.2.1		4,6 A	AV/230 V	10
Steckdosen			UV 4.1.2.2		10,5 A	AV/230 V	10

Tab. 5/2: Lastliste für Abfülllinie 1 zur Dimensionierung mit SIMARIS design entsprechend Abb. 5/10

	Kurzschlusschutz		Überlastschutz		Max. mech. Leistung	Geräteschutz <sup>1)</sup>
	Sicherungs-behaftet/ sicherungslos	Schalt-/ Schutzgerät	Auslöser	Schaltgerät		
Direktstart	Sicherungs-behaftet	Sicherungen SENTRON 3NA <sup>2)</sup>	Überlastrelais, thermisch SIRIUS 3RU	Schütz SIRIUS 3RT	45 kW	
			Überlastrelais, elektronisch SIRIUS 3RB	Schütz SIRIUS 3RT	250 kW <sup>3)</sup>	
			Motormanagementgerät SIMOCODE Pro C 3UF7	Schütz SIRIUS 3RT	250 kW <sup>3)</sup>	
	Sicherungslos	Leistungsschalter SIRIUS 3RV, SENTRON 3VA		Schütz SIRIUS 3RT	250 kW	
			Überlastrelais, elektronisch SIRIUS 3RU	Schütz SIRIUS 3RT	22 kW	
			Überlastrelais, elektronisch SIRIUS 3RB	Schütz SIRIUS 3RT	250 kW <sup>3)</sup>	
		Motormanagementgerät SIMOCODE Pro C 3UF7	Schütz SIRIUS 3RT	250 kW <sup>3)</sup>		
Stern-Dreieck-Start	Sicherungslos	Leistungsschalter SIRIUS 3RV, SENTRON 3VA	Überlastrelais, thermisch SIRIUS 3RU	3 Schütze SIRIUS 3RT	15 kW	
			Überlastrelais, elektronisch SIRIUS 3RB	3 Schütze SIRIUS 3RT	200 kW	
			Motormanagementgerät SIMOCODE Pro C 3UF7	3 Schütze SIRIUS 3RT	200 kW	
Sanftstarter	Sicherungs-behaftet	Sicherungen SENTRON 3NA <sup>2)</sup>	Sanftstarter SIRIUS 3RW30	Schütz SIRIUS 3RT	18,5 kW	
		Sicherungen SENTRON 3NE	Sanftstarter SIRIUS 3RW40 <sup>4)</sup>		250 kW	
Frequenzumrichter	Sicherungs-behaftet	Sicherungen SENTRON 3NA <sup>2)</sup>	Frequenzumrichter SINAMICS (dezentrale Geräte)	G110M, G110D, G120D	4 kW, 7,5 kW	
			Frequenzumrichter SINAMICS G120, G120X (Einbaugeräte)	Schütz SIRIUS 3RT	250 kW	
			Frequenzumrichter SINAMICS G120P, G150 (Schrankgeräte)	Schütz SIRIUS 3RT	250 kW	Sicherungen SENTRON 3NE
	Sicherungslos	Leistungsschalter SENTRON 3VA	Frequenzumrichter SINAMICS G120, G120X (Einbaugeräte)	Schütz SIRIUS 3RT	250 kW	
			Frequenzumrichter SINAMICS G120P, G150 (Schrankgeräte)	Schütz SIRIUS 3RT	400 kW	Sicherungen SENTRON 3NE
			Frequenzumrichter SINAMICS G120P, G150 (Schrankgeräte)		>400-560 kW	Leistungsschalter SENTRON 3WA

<sup>1)</sup> Geräteschutz im Schrank des Frequenzumrichters

<sup>2)</sup> In Kombination mit einem Lasttrennschalter, wie z. B. Siemens 3KF, 3NJ, 3NP

<sup>3)</sup> Das Schütz SIRIUS 3TF6 kann für Motorleistungen bis 450 kW ausgelegt werden (in Niederspannungsverteilnetzen wird bei Direktstart empfohlen die Motorleistung auf etwa 250 kW zu begrenzen)

<sup>4)</sup> Typgeprüfte Gerätekombination, bei der der Sanftstarter die Funktion des Schützes mit übernimmt; weitere Sanftstarter im SIRIUS-Programm sind zum Beispiel 3RW50, 3RW52 und 3RW55 [IC10]

Tab. 5/3: In SIMARIS design hinterlegte Gerätekombinationen für den Anlauf und Schutz von Niederspannungsmotoren

1

2

3

4

5

6

7

1

2

3

4

5

6

7

Schutz des Motors bei	Motorschutz		
	nur stromabhängig, z. B. mit Überlastrelais	nur temperatur- abhängig, z. B. mit Thermistor- Motorschutzrelais	strom- und temperatur- abhängig
Überlastung im Dauerbetrieb	✓	✓	✓
langen Anlauf- und Bremsvorgängen	○	✓	✓
unregelmäßigem Aussetzbetrieb	○	✓	✓
zu hoher Schalthäufigkeit	○	✓	✓
Einphasenlauf und Stromasymmetrie	✓	✓	✓
Spannungs- und Frequenzschwankungen	✓	✓	✓
Festbremsen des Läufers	✓	✓	✓
Zuschaltung auf blockierten Läufer bei ständerkritischem Motor	✓	✓	✓
Zuschaltung auf blockierten Läufer bei läuferkritischem Motor	✓	○	✓
erhöhter Umgebungstemperatur	–	✓	✓
behinderter Kühlung	–	✓	✓

- ✓ voller Schutz
- bedingter Schutz
- kein Schutz

Tab. 5/4: Vergleich der Motorschutzmethoden

Die Verwendung eines Thermistor-Motorschutzgeräts SIRIUS 3RN2 als direkter Motorschutz bietet sich an

- bei Motoren mit häufigem Anlaufen und Bremsen
- bei hohen Umgebungstemperaturen oder bei Umgebungen, in denen die Kühlung beeinträchtigt sein kann (z. B. durch Staub)
- bei sehr langen Anlauf- und Bremsvorgängen
- in Verbindung mit Frequenzumrichtern bei niedrigen Drehzahlen.

Bei läuferkritischen Motoren kann die Übertemperaturerfassung in den Ständerwicklungen zu einem verzögerten und damit unzureichenden Schutz führen. In diesem Fall ist nach Norm ein zusätzlicher Schutz, zum Beispiel durch ein Überlastrelais, vorzusehen. In Tab. 5/4 wird die Wirksamkeit der Motorschutzmethoden verglichen. Aufgrund der in der SINAMICS-Firmware enthaltenen  $I^2t$ -Erfassung bieten die SINAMICS-Frequenzumrichter standardmäßig einen einfachen Schutz gegen thermische Überlastung. Durch eine Temperaturerfassung mit zusätzlichen Temperaturfühlern kann ein präziserer Motorschutz erfolgen.

Das Siemens-Portfolio für den Motorschutz ergänzen beispielsweise die Stromüberwachungsrelais SIRIUS 3RR und die sicherungslosen Kompaktstarter SIRIUS 3RA6, die als eine Einheit aus Leistungsschalter, Schütz und elektronischem Überlastrelais platzsparend in den Schaltschrank eingebaut werden. Mehr dazu und zu weiteren Komponenten rund um die Motorstart- und Motorschutzgeräte finden Sie in [5.3]. An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass bei der Planung von Antriebsleistungen ab 250 kW bei 400 V besser auf Mittelspannungsmotoren ausgewichen werden sollte, da der dynamische Spannungsfall und die hohen Anlaufströme sonst zu Problemen im Niederspannungsnetz führen können.

In SIMARIS design sind zur Vorauswahl die Werte für typische Motordaten normgerechter Siemens-Niederspannungsmotoren hinterlegt. Jedoch kann auch für jeden anderen Motor eine entsprechende, geprüfte Starterkombination dimensioniert werden. Weitere Informationen zum Motorstart bieten das Whitepaper [4.5], das Planungshandbuch [1.1] und das Projektierungshandbuch [5.6].

## 5.8.2 Selektivität durch geeignete Wahl der Leistungsschalertypen in Unterverteilkreisen und Einbindung einer statischen USV-Anlage

Bei der Auslegung der Schalt- und Schutzeinrichtungen für die Niederspannungsverteilung des Lastschwerpunkts LC 1 wird neben der Versorgung von Büroarbeitsplätzen auf die Absicherung eines Serverracks mit einphasig versorgten Servern (Strombedarf  $I_n = 26,8$  A pro Rack) und die Brandmelde- und Brandsicherungseinrichtung durch eine statische USV-Anlage geachtet. Die Beleuchtung und Ausstattung der Büroräume mit Steckdosen wird auf drei Unterverteilungen mit getrennten Stromkreisen für Beleuchtung und Steckdosen verteilt (Abb. 5/13).

Entsprechend [5.7] wird die USV-Anlage in SIMARIS design durch drei Komponenten nachgebildet. Der USV-Gleichrichter mit Batterieladung wird durch eine Ersatzlast simuliert und über die SV versorgt. Der Wechselrichter Ausgang entspricht einer Einspeisung, welche die an die USV angeschlossenen Verbraucher versorgt. Da die betrachtete USV einen getrennten Eingang für den internen Bypass besitzt, wird dieser an die AV angeschlossen. Anzumerken ist, dass in Abb. 5/13 keine internen USV-Verschaltungen nachgebildet sind und die Leistungsschalter für den internen Bypass und den Wechselrichter sowie die Verteilerschienen „USV-Aus“ und „USV-In“ fiktiv sind und nur für die Simulation in SIMARIS design benötigt werden. Näheres zur USV-Simulation mit SIMARIS design kann in [5.7] nachgelesen oder über die zuständigen TIP-Ansprechpartner in Erfahrung gebracht werden.

Da es im Bürotrakt aufgrund eines Fehlers in einem beliebigen Endstromkreis nicht zu einer Komplettabschaltung aller Beleuchtungseinrichtungen und aller Verbraucher, die an den Steckdosen angeschlossen sind, kommen soll, wird volle Selektivität für die AV-Unterverteilungen im Bürotrakt gefordert. In Abb. 5/13 sind bereits die passenden Schutzgeräte im Netz angeordnet. Allerdings bedarf dies einiger Nachjustierungen bei der Dimensionierung mit SIMARIS design.

Als Ausgangspunkt für die Nachjustierungen zeigt Abb. 5/14 das Ergebnis einer vollständig „automatischen“ Dimensionierung mit SIMARIS design. Dazu werden die Netzstruktur aufgebaut und die Randbedingungen für Einspeisungen und Verbraucher vorgegeben. Die gelb markierten Schalt- und Schutzgeräte in Abb. 5/14 kennzeichnen Teilselektivität und die grün markierten Schalt- und Schutzgeräte kennzeichnen vollständige Selektivität. Auch wenn die Schalt- und Schutzgeräte der Hauptverteilung HV AV voll selektiv sind, reicht es nicht aus, nur die Schalt- und Schutzgeräte der Unterverteilungen anzu-

passen, um auch dafür volle Selektivität zu erreichen. Vielmehr macht sich hierbei die Erfahrung eines Fachplaners bemerkbar, der mit Werkzeugen wie den SIMARIS-Tools umzugehen versteht und die Ergebnisse beurteilen kann.

Dieses Applikationshandbuch kann wichtige Hinweise geben, worauf bei der Auslegung zu achten ist. Es ist aber keinesfalls eine allgemeine Anleitung, wie vorzugehen ist, um volle Selektivität für ein gegebenes Projekt zu erreichen. Außerdem belegt das beschriebene Beispiel, dass Software-Tools zwar die Planungsaufgabe erleichtern können, aber die fachliche Kompetenz des Anwenders wesentlich die Qualität der Ergebnisse bestimmt.

Als erster Eingriff werden die Lastabsicherungen für die Steckdosen und Beleuchtungseinrichtungen fest auf einen Bemessungsstrom  $I_r$  von 16 A erhöht. Dadurch verändern sich auch die Kabelquerschnitte.

Der Vergleich zwischen Abb. 5/13 und Abb. 5/14 verdeutlicht, dass für Selektivitätsbetrachtungen die komplette Kette von der Einspeisung bis zu den Verbrauchern betrachtet werden muss. Je mehr Verteilungsstufen zwischen Einspeisung und Verbraucher liegen, desto aufwändiger kann es werden, die Schutzstaffelung selektiv zu gestalten. Darüber hinaus können Änderungen in einem Stromkreis auch Auswirkungen auf die anderen Stromkreise haben, die es zu beachten gilt.

Die neue elektronische Überstromauslöseeinheit ETU340 (ELISA) für die Kompaktleistungsschalter SENTRON 3VA2 von Siemens hat eine einfach einzustellende Auslösecharakteristik, die der von Sicherungen ähnelt und mit der sich gegebenenfalls leichter selektive Staffelungen erreichen lassen. Die Abgangsschalter LS AV 1 (zwischen Unterverteilung UV AV und Unterverteilung UV AV 1; sowie analog LS AV 2 und 3) und LS AV 1.1 bzw. LS AV 1.2 zu den Unterverteilungen UV AV 1.1 bzw. UV AV 1.2 (analog die Schalter für UV AV 2.1 und 2.2 sowie UV AV 3.1 und 3.2) sind entsprechend Abb. 5/13 solche 3VA2-Schalter mit ETU340. In Abb. 5/15 werden die Kurven der Leistungsschalter LS AV 1.1 und LS AV 1.2 aus der selektivitätsoptimierten SIMARIS-Rechnung (siehe Abb. 5/13) und der „automatisierten“ SIMARIS-Rechnung (siehe Abb. 5/14) einander gegenüber gestellt.

Allerdings ließen sich weitere Lösungsmöglichkeiten finden und der Vergleich soll nur beispielhaft zeigen, wie vielfältig die Ansatzpunkte für eine Projektierung sein können. Mehr zu den Zusammenhängen zwischen Selektivität und Aufbau einer Verteilnetzstruktur, gerade in Bezug auf den Kompaktleistungsschalter 3VA, ist im Selektivitätshandbuch [5.8] zu finden.

1

2

3

4

5

6

7

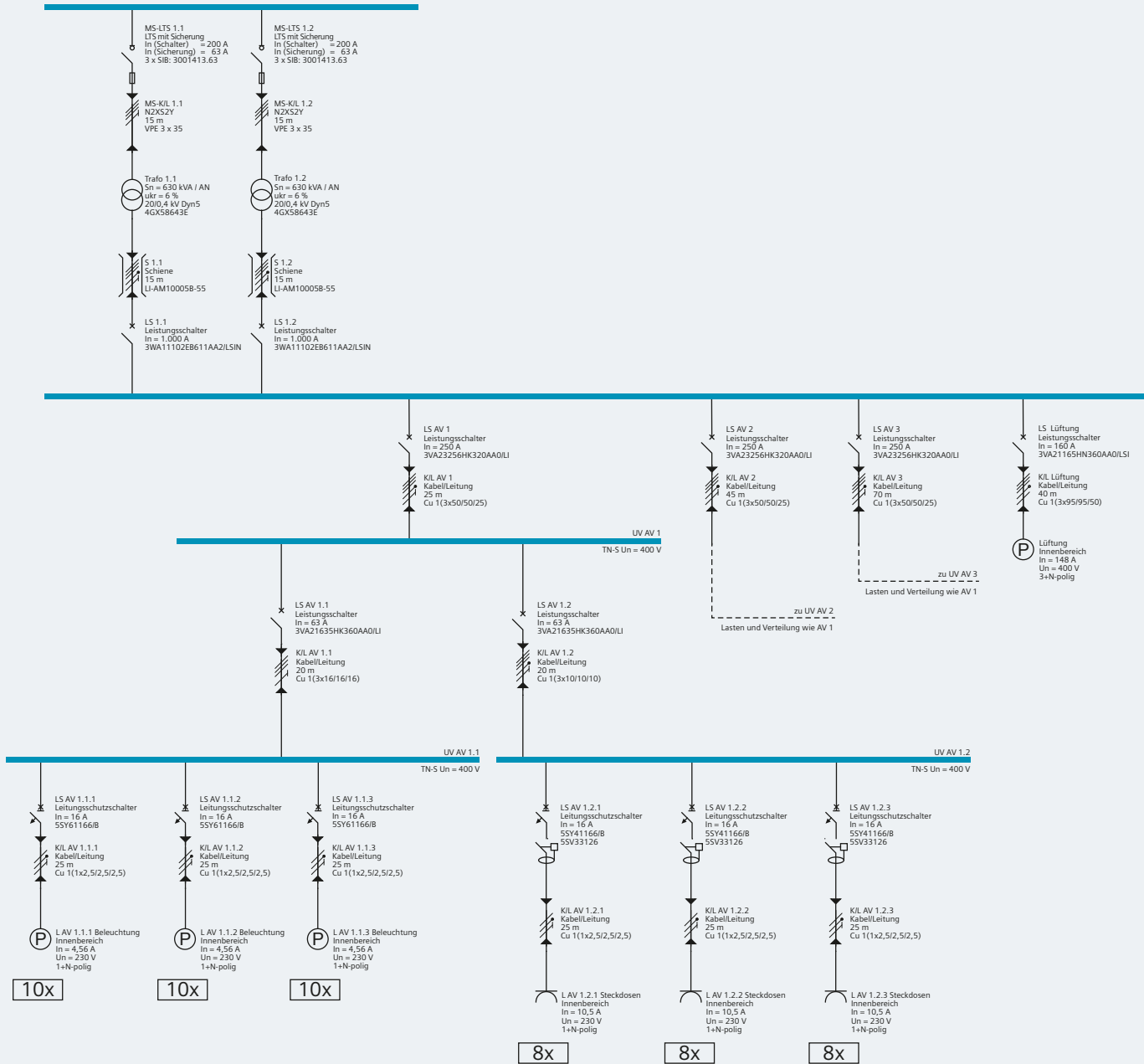
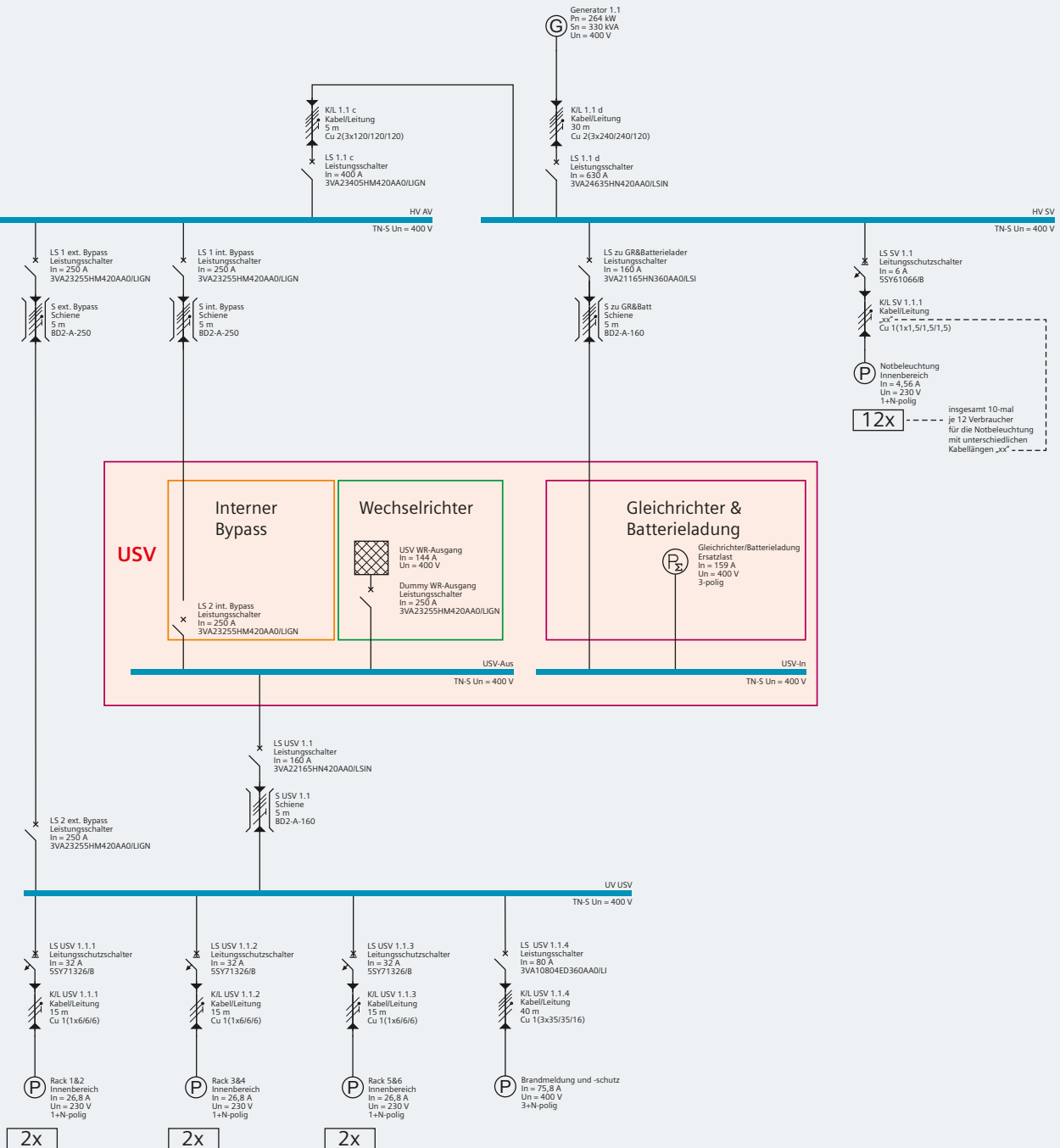


Abb. 5/13: Single-Line-Diagramm für den Bürotrakt der Lastschwerpunktstation LC 1



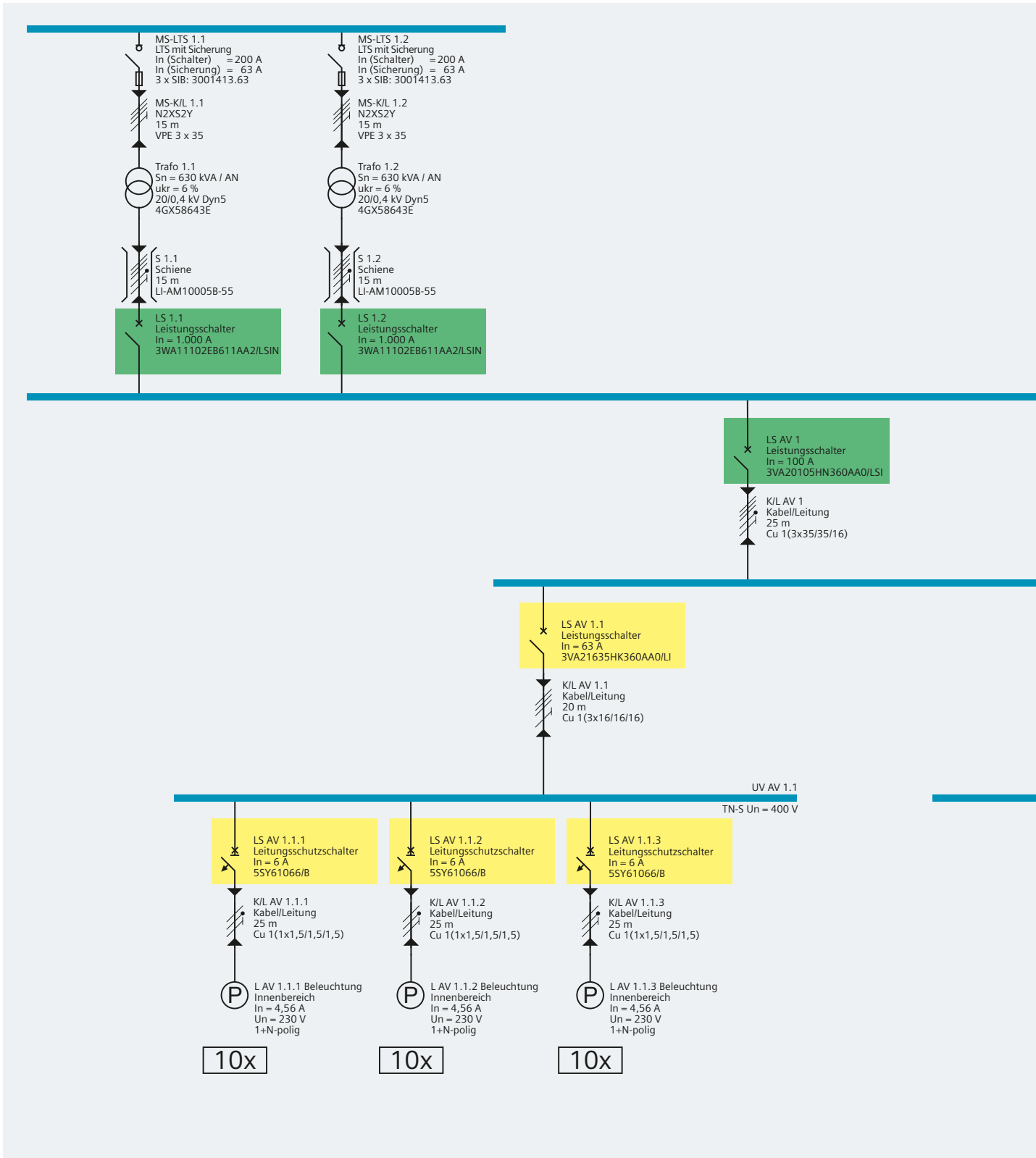
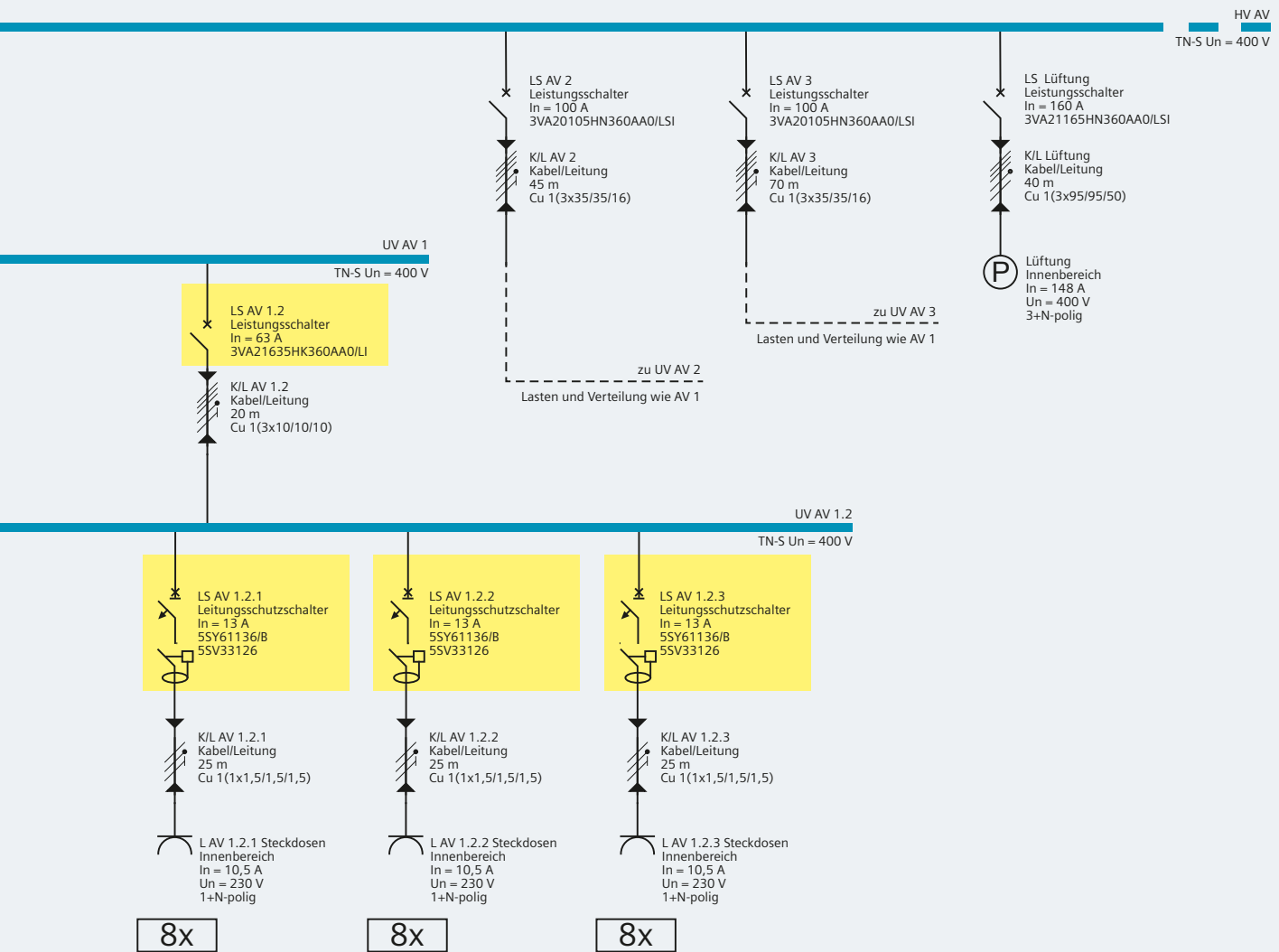
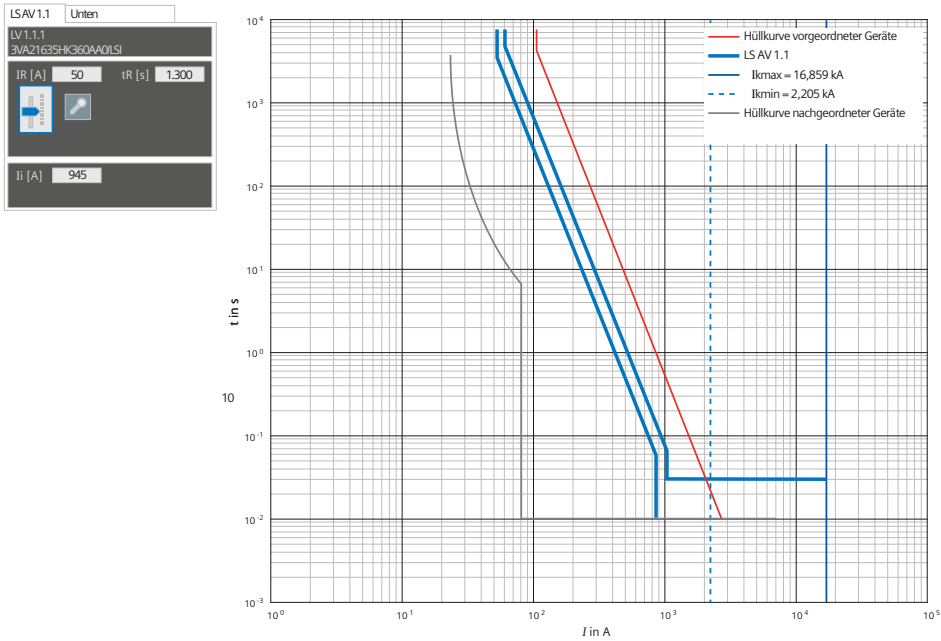


Abb. 5/14: Vereinfachtes Single-Line-Diagramm mit Selektivitätskennzeichnung (gelb = teilselektiv; grün = voll selektiv) für den Bürotrakt entsprechend einer automatischen Dimensionierung mit SIMARIS design





Vollselektiver Unterverteilerstromkreis mit 3VA2-Leistungsschaltern und ETU 340 (ELISA)



Teilselektiver Unterverteilerstromkreis mit 3VA2-Leistungsschaltern und ETU 350 (LSI)

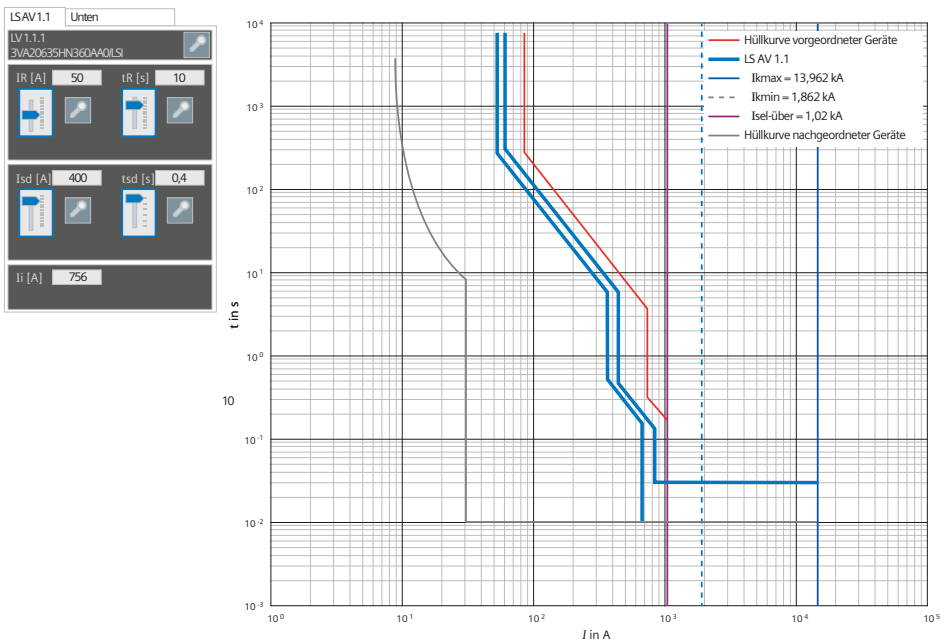


Abb. 5/15: Vergleich der Selektivitätsausgaben von SIMARIS design für Leistungsschalter LS AV 1.1 und LS AV 1.2: oben „optimiert“ entsprechend Abb. 5/13; unten „automatisiert“ entsprechend Abb. 5/14

### 5.8.3 Konzeptbeispiele für Niederspannungsverteilungen am Beispiel der Abfülllinien 1 bis 3

Angesichts der benachbarten Anordnung von drei Abfülllinien in einer Produktionshalle ist das Verteilungskonzept von Abb. 5/10 nur eine Möglichkeit von vielen im industriellen Umfeld. Eine Anpassung oder Änderung von Anforderungen kann zu anderen Planungsschwerpunkten und Konzepten führen. Da im folgenden beispielhaft einige Grundkonzepte für die Niederspannungshauptverteilungen der drei Abfülllinien angerissen werden, können die Verbraucher der drei einzelnen Linien zu Ersatzlasten zusammengefügt und die Generatoreinspeisungen vernachlässigt werden. Auslegungsspezifische Charakteristika der Konzepte sind Tab. 5/5 und den Single-Line-Diagrammen in Abb. 5/16 zu entnehmen. Kennzeichnend für die Beispiele sind:

1. Drei Versorgungsstationen (mit je drei 800-kVA-Transformatoren) zur getrennten Versorgung der einzelnen Linien
2. Drei Versorgungsstationen (mit je zwei 1.000-kVA-Transformatoren) zur Versorgung der Linien, mit Kupplungen zwischen den Teilen der Niederspannungsschaltanlage
  - 2.1 Bei Ausfall eines Transformators: Kopplung von zwei Linien ( $3 \times 1.000 \text{ kVA}$  für zwei Linien +  $2 \times 1.000 \text{ kVA}$  für 3. Linie)
  - 2.2 Bei Ausfall eines Transformators: Kopplung der fünf verbleibenden Transformatoren ( $5 \times 1.000 \text{ kVA}$  für drei Linien)
3. Drei Versorgungsstationen zur Versorgung der Linien: Die Kopplung über eine Umgehungschiene macht eine getrennte Aufstellung der Niederspannungsschaltanlagen möglich
  - 3.1 Mit  $2 \times 1.000\text{-kVA}$ -Transformatoren mit Lüftern (Leistungserhöhung auf  $1.400 \text{ kVA}$  bei Lüfterbetrieb möglich) je Station, die bei Ausfall eines Transformators über die Umgehungschiene gekoppelt werden
  - 3.2 Mit  $2 \times 1.250\text{-kVA}$ -Transformatoren je Station, die bei Ausfall eines Transformators über die Umgehungschiene gekoppelt werden
4. Versorgung der drei Linien über einen Schienenverteiler-Ring mit vier einzelnen Einspeisungen von je einem  $1.250\text{-kVA}$ -Transformator mit Lüftern für die (n-1)-Störfallversorgung mit nur drei Transformatoren.

Für die betrachteten Grundkonzepte werden Überschlagsrechnungen durchgeführt. Die maximalen Kurzschlussströme  $I''_k$  werden ohne Berücksichtigung der

vorgelagerten Netzeinflüsse und der Kabelimpedanzen berechnet (die Übersicht in Abb. 4/11 ist eine graphische Umsetzung der Werte):

$$I''_k = \frac{S_{Tr}}{\sqrt{3} \cdot u_{kr} \cdot 400 \text{ V}}$$

Die Ergebnisse werden mittels SIMARIS design-Rechnungen verifiziert. In SIMARIS design werden die Leitungsimpedanzen berücksichtigt, wodurch sich die Unterschiede in den Werten in Tab. 5/5 erklären.

Beim Konzept 1. bleiben die Versorgungen der einzelnen Abfülllinien in allen Betriebszuständen getrennt. Einerseits werden Schaltvorgänge vermieden, aber andererseits muss für die (n-1)-Verfügbarkeit eine größere Anzahl an Komponenten (z. B. insgesamt neun  $800\text{-kVA}$ -Transformatoren) in Kauf genommen werden. Vorteilhaft ist der kleinste Maximalwert der Kurzschlussströme (Überschlagsrechnung:  $58 \text{ kA}$ ; SIMARIS:  $55 \text{ kA}$ ) hinsichtlich der Kurzschlussfestigkeit der Geräte.

Im Normalbetrieb sind die Konzepte 2.1, 2.2 und 3.1 hinsichtlich Personen- und Anlagenschutz günstiger, da die maximalen Kurzschlussströme niedriger als bei Konzept 1. sind. Da die maximalen Kurzschlussströme im Störfall höher als bei Konzept 1. sind, ist auch eine höhere Kurzschlussfestigkeit der Schalt- und Schutzgeräte gefordert. Die Konzepte 2.1 und 2.2 unterscheiden sich zwar nicht im generellen Aufbau, aber es werden unterschiedliche (n-1)-Störfallhandlungen durchgeführt. Es wird deutlich, dass es günstiger ist, bei Ausfall eines Transformators nicht alle Kupplungen zwischen den Stationen zu schließen und so die verbleibenden fünf Transformatoren parallel zu schalten (Konzept 2.2). Es genügt, eine Kupplung zu schließen, um mit drei Transformatoren zwei Linien zu versorgen und eine Linie weiterhin getrennt über zwei Transformatoren zu versorgen (Konzept 2.1). Dadurch ergeben sich kleinere Kurzschlussströme.

Die Transformatoranordnung und Störfallbehandlung von Konzept 3.1 entspricht weitgehend dem Konzept 2.1. Den Unterschied macht bei Konzept 3.1 die Umgehungschiene, die gegenüber den Konzepten 2.1 und 2.2 eine räumlich getrennte Aufstellung der Niederspannungsschaltanlagen (näher bei den einzelnen Abfülllinien) zulässt und zudem eine Kopplung der rechten und linken Station (Abb. 5/15: „3.1“ und „3.2“) ermöglicht, auch wenn die mittlere Station komplett ausfällt. Dadurch würden bei einer solchen (n-2)-Verfügbarkeit nur vier Transformatoren zur Versorgung der Gesamtlast von

1

2

3

4

5

6

7

Verteilungskonzept für die Niederspannungsversorgung	Eine Station je Abfülllinie – getrennt	Eine Station je Abfülllinie – Kupplungen zwischen den Stationen		Eine Station je Abfülllinie – Kopplung der Stationen über Umgehungsschiene		Vier Stationen im Schienenverteiler-Ring versorgen die drei Abfülllinien
		2.1	2.2	3.1	3.2	
<b>Beispiel/Single-Line-Diagramm (Abb. 5/16)</b>	<b>1.</b>	<b>2.1</b>	<b>2.2</b>	<b>3.1</b>	<b>3.2</b>	<b>4</b>
Transformatoren im Normalbetrieb und Hauptschaltanlagen	3 × 800 kVA in 3 Stationen	3 × 2 × 1.000 kVA mit offenen Kupplungen in einer Station	3 × 2 × 1.000 kVA mit offenen Kupplungen in einer Station	2 × 1.000 kVA mit Lüfter in 3 Stationen, verbunden über offene Umgehungsschiene	2 × 1.250 kVA in 3 Stationen, verbunden über offene Umgehungsschiene	Je einmal 1.250 kVA mit Lüfter in 4 Stationen
Transformatoren bei (n-1)-Störfallbetrieb und Hauptschaltanlagen	3 × 800 kVA in nicht betroffenen Stationen 2 × 800 kVA in betroffener Station	3 × 1.000 kVA gekoppelt für 2 Linien 2 × 1.000 kVA für die dritte Linie	5 × 1.000 kVA gekoppelt für 3 Linien	3 × 1.000 kVA (Lüfter) gekoppelt für 2 Linien 2 × 1.000 kVA (Lüfter) für die dritte Linie	3 × 1.250 kVA gekoppelt für 2 Linien 2 × 1.250 kVA für die dritte Linie	Je einmal 1.250 kVA mit Lüfter in 3 Stationen
Belüftung der Transformatoren im (n-1)-Störfallbetrieb	Natürlich belüftet (AN)	Natürlich belüftet (AN)	Natürlich belüftet (AN)	Mit Lüfter (AF)	Natürlich belüftet (AN)	Mit Lüfter (AF)
<b>Überschlagsrechnung ohne Berücksichtigung von Leitungslängen (Kabel/Schienen)</b>						
Maximale theoretische Kurzschlussbeanspruchung: Normalbetrieb / (n-1)-Störfall	ca. 58 kA / 38,5 kA	ca. 48 kA / 72 kA	ca. 48 kA / 120 kA	ca. 48 kA / 72 kA	ca. 60 kA / 90 kA	ca. 120 kA / 90 kA
<b>Validierung durch Rechnung mit SIMARIS design unter Berücksichtigung von Leitungslängen (Kabel/Schienen)</b>						
Kurzschlussbeanspruchung aus vereinfachter Rechnung: Normalbetrieb / (n-1)-Störfall	ca. 55 kA / 38 kA	ca. 47 kA / 68 kA	ca. 47 kA / 108 kA	ca. 48 kA / 66 kA	ca. 58 kA / 79 kA	ca. 98 kA / 80 kA

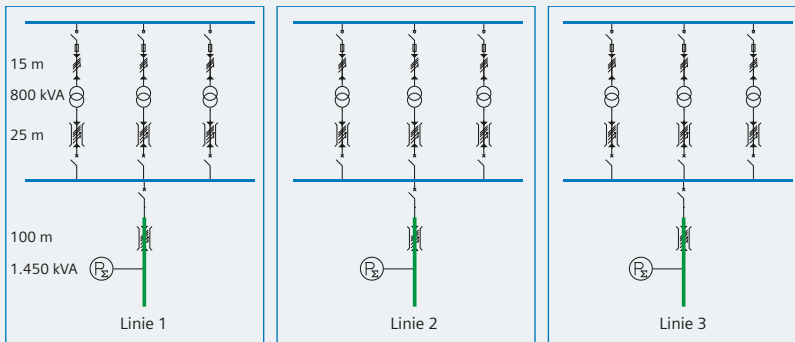
Tab. 5/5: Typisierung und einige Kenngrößen der Niederspannungskonzeptbeispiele für die drei Abfülllinien

etwa 4.350 kVA benötigt. Durch den Lüfteranbau an die Transformatoren kann im Störfall eine Leistungserhöhung für die 1.000-kVA-Transformatoren auf bis zu 1.400 kVA<sup>4)</sup> erreicht werden. Alternativ können, wie in Konzept 3.2 gezeigt, Transformatoren ohne Lüfteranbau, aber mit Leistungserhöhung auf 1.250 kVA genutzt werden. Damit steigen allerdings die maximalen Kurzschlussströme gegenüber Konzept 3.1 an.

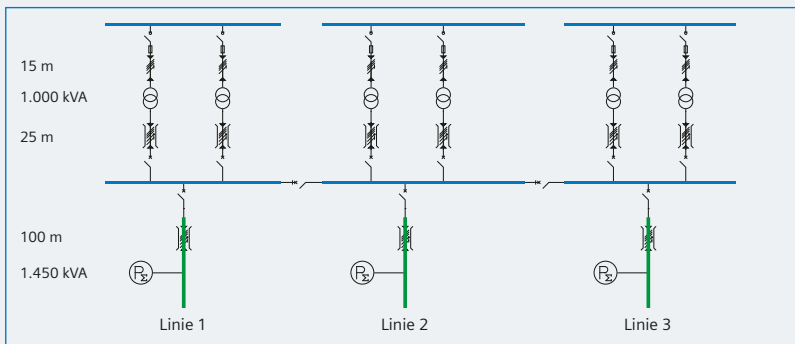
Unbedingt ist zu beachten, dass sich für die Konzepte 3.1 und 3.2 andere Größen für Schalt- und Schutzgeräte, Kabel und Schienenverteiler ergeben. Für die Berechnung der Kurzschlussströme der Transformatoren werden die Bemessungsdaten zugrunde gelegt, unabhängig vom Lüfteranbau. Somit ist der zu erwartende Kurzschlussstrom unabhängig von der Leistungserhöhung durch Lüfteranbau.

<sup>4)</sup> Durch Zwangsbelüftung kann die Maximalleistung eines Transformators in Störsituationen um etwa 40 % erhöht werden. Neben dem Energieverbrauch für den Lüfterbetrieb erhöhen sich die Stromverluste durch den Transformator quadratisch mit der Leistungserhöhung, was insgesamt auch bei der Raumbelüftung bedacht werden muss. Das Windows-PC-Tool SITRATO unterstützt bei der Bestimmung der Belüftungsparameter und kann über die SIMARIS Suite von Siemens installiert werden. Im Allgemeinen gilt, dass Verteilungstransformatoren effizient betrieben werden können, wenn sie zu 40 bis 50 % ausgelastet sind. So kann es leicht unwirtschaftlich werden, wenn wegen des Lüfteranbaus auf den Einsatz größerer Transformatoren oder eines redundanten Transformators verzichtet wird; besonders, wenn im Normalbetrieb durchgängig eine hohe Auslastung der Transformatoren gegeben ist [5.9].

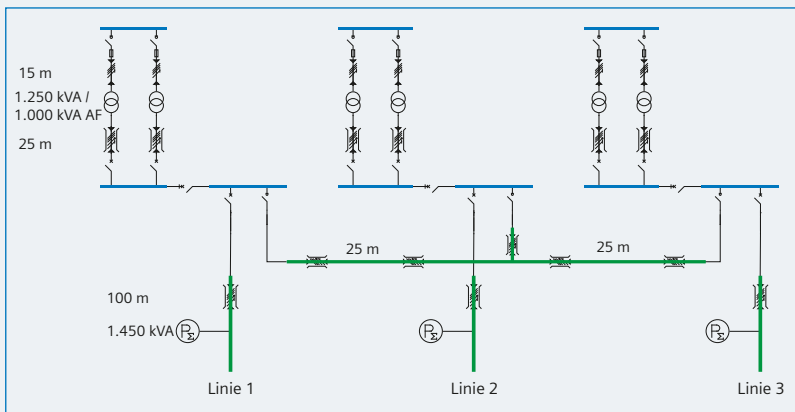
Selbst bei Beschränkung auf den Ausfall nur eines Transformators kann bei Verwendung einer Umgehungsschiene in den Konzepten 3.1 und 3.2 nicht auf die Leistungserhöhung der Transformatoren, verglichen mit Konzept 2.1, verzichtet werden. Die Dimensionierung mit SIMARIS design zeigt, dass die zusätzlichen Leitungslängen der Umgehungsschiene zwischen den Transformatoren zu einer ungleichen Aufteilung der Ströme auf die Transformatoren führt und somit drei 1.000-kVA-Transformatoren nicht mehr ausreichen, um die Leistung für zwei Abfülllinien bereitzustellen.



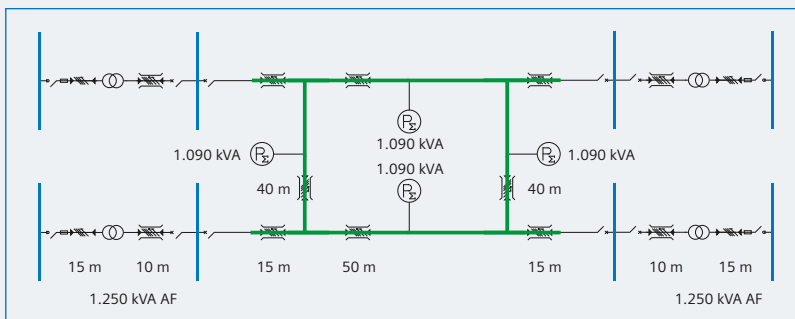
1.  
Drei getrennte Einspeisungen und Verteilungen über 3 Schaltanlagen mit je  $3 \times 800\text{-kVA}$ -GEAFOL-Transf.



2.1 + 2.2  
Separate Einspeisungen mit  $3 \times 2 \times 1.000\text{-kVA}$ -GEAFOL-Transf., über gemeinsame Niederspannungsschaltanlage mit offenen Kupplungen



3.1 + 3.2  
Separate Einspeisungen mit  
(3.1)  $3 \times 2 \times 1.000\text{-kVA}$ -GEAFOL-Transf. mit Lüftern (AF),  
(3.2)  $3 \times 2 \times 1.250\text{-kVA}$ -GEAFOL-Transf., die über eine Umgehungsschiene gekuppelt werden (im Normalbetrieb offen)



4.  
Schienenverteiler-Ring mit vier Einspeisungen mit je einem  $1.250\text{-kVA}$ -GEAFOL-Transf. mit Lüfter

Abb. 5/16: Beispiele für Niederspannungskonzepte zur (n-1)-Versorgung der drei Abfülllinien

1

Der Schienenverteiler-Ring in Konzept 4 vermeidet eine „einseitige“ Versorgung, die im Störfall unterbrochen werden kann. Alle Lasten der drei Abfülllinien werden durch eine vereinfachte Aufteilung auf einen Schienenverteiler-Ring simuliert. Die Transformatoren werden zwar einzeln aufgestellt (vier Stationen), aber über Schienenverteiler-Systeme von zwei Seiten untereinander gekoppelt. Dadurch muss beim Schienenverteiler-Ring, anders als bei der Einzelversorgung, keine Zuschaltung über Kupplungen erfolgen. Gleichzeitig findet ein Ausgleich der Ströme statt und die maximalen Kurzschlussströme werden durch die Anzahl und Leistung der gekoppelten Transformatoren bestimmt. Bei Ausfall eines Transformators wird die Verfügbarkeit für alle Abfülllinien durch eine Transformatorleistungserhöhung mittels Lüfteranbau erreicht. Bei der Dimensionierung von Kabeln und Schienenverteilern sowie Schalt- und Schutzgeräten müssen die höheren Kurzschlussströme bei Parallelschaltung der Transformatoren im Normalbetrieb berücksichtigt werden.

2

3

Über diese vier Konzepte hinaus gibt es zahllose weitere Möglichkeiten und Varianten. An dieser Stelle konnten nur in knapper Form wenige Aspekte und Variationen der Konzepte angerissen werden. Genauere Betrachtungen sind projektspezifisch durchzuführen. Hierbei unterstützen die Fachberater von Siemens.

4

5

6

7



# Kapitel 6

## Konzepterstellung für die elektrische Energieverteilung einer Chemieanlage

6.1 Beschreibung des Luftzerlegungsprozesses	94
6.2 Verbraucher und Anforderungen	94
6.3 Netzauslegung und grundlegende Konzeptparameter	98
6.4 Auslegung der Mittelspannungsschaltanlagen	99
6.5 Dimensionierung der Motorabzweige in der Mittelspannung	105
6.6 Motorstart mit Blocktransformator	111
6.7 Generatorschutz	112
6.8 Netzschutzkonzept sowie Energiemanagement	113
6.9 Frontansichten und Raumplanung der Mittelspannungsschaltanlagen	118

# 6 Konzepterstellung für die elektrische Energieverteilung einer Chemieranlage

1

Anders als bei der Getränkeabfüllanlage in Kap. 5 werden bei dem nun betrachteten Beispiel für eine Luftzerlegungsanlage (LZA) zahlreiche leistungsstarke Elektromotoren eingesetzt, die üblicherweise direkt aus der Mittelspannung versorgt werden. Für die Beispielanlage wird daher keine Einzelbetrachtung der elektrischen Energieversorgung von Niederspannungsverbrauchern beschrieben.

2

## 6.1 Beschreibung des Luftzerlegungsprozesses

Primäre Aufgabe der LZA ist die Gewinnung von flüssigem Sauerstoff aus der Umgebungsluft. Aus der Erdatmosphäre können drei Gaskomponenten gewonnen werden, mit einem Massenanteil von

3

75,5 % Stickstoff (N<sub>2</sub>) - 23,1 % Sauerstoff (O<sub>2</sub>) - 1,3 % Argon (Ar)<sup>1)</sup>

Die Luftzerlegung nach dem Niederdruckverfahren ist das gebräuchlichste Verfahren zur Sauerstoffherstellung und ist auch als kryogene Rektifikation bekannt. Dieser Begriff kennzeichnet wesentliche Verfahrensschritte:

4

- Kryogen kennzeichnet die Temperaturerniedrigung zur Verflüssigung von Gasen
- Rektifikation steht für die Gegenstromdestillation der verflüssigten Gase.

Der Prozess ist in Abb. 6/1 schematisch dargestellt.

5

Zuerst wird die aus der Umgebung angesaugte Luft gereinigt, auf einen Druck von etwa 6 bar verdichtet und anschließend abgekühlt. Der mehrstufige Zerlegungsprozess nutzt die Siedepunktunterschiede der einzelnen Gase (O<sub>2</sub>: -183 °C; Ar: -186 °C; N<sub>2</sub>: -196 °C). Danach wird die verflüssigte Luft in einem Doppelsäulenrektifikationssystem, bestehend aus der Hochdrucksäule (etwa 6 bar) und Niederdrucksäule (etwa 1,5 bar), in ihre Bestandteile aufgetrennt. In der Hochdrucksäule erfolgt entsprechend den Siedepunktunterschieden die Vortrennung von Sauerstoff (Sumpf), Argon (Mittelteil) und Stickstoff (Kopfteil). Die verflüssigten Gase werden in die Niederdrucksäule geleitet, wo noch ungetrennte Luftanteile weitestgehend zerlegt werden. Die reinen Flüssiggase werden per Pipeline an große Industriekunden in der Nähe der Produktionsstätte geliefert oder zur Lagerung

7

<sup>1)</sup> Hinweis: Volumenprozent: 78 % Stickstoff (N<sub>2</sub>) - 21 % Sauerstoff (O<sub>2</sub>) - 1 % Argon (Ar)

beziehungsweise zum Transport in Tanks überführt. Als Output für die Beispielanlage werden angesetzt:

- 650 Tonnen flüssiger Sauerstoff pro Tag
- 2.000 Tonnen flüssiger Stickstoff pro Tag
- 40 Tonnen flüssiges Argon pro Tag.

Für deren Erzeugung wird eine LZA mit zwei parallel arbeitenden Prozesseinheiten konzipiert. Da die Prozesseinheiten identisch aufgebaut sind, wird im Weiteren nur eine Linie dargestellt sowie die zusätzlichen Verknüpfungen zwischen den beiden Linien. Soweit nicht gesondert erwähnt, beziehen sich die Angaben in den Tabellen und Graphiken auf eine Linie.

## 6.2 Verbraucher und Anforderungen

Die elektrische Energieverteilung der LZA muss neben den industriellen Prozessen auch die Betriebseinrichtungen wie Kontrollräume, Personalräume, Büroräume, Besprechungsräume sowie Installationsräume für Klimatisierung, Brandschutz und Elektroinfrastruktur berücksichtigen. Die Betriebseinrichtungen werden in vier Betriebsgebäuden zusätzlich zu den beiden Produktionslinien zusammengefasst (Abb. 6/2). Jedes der Gebäude wird über einen eigenen Transformator versorgt. Die Blockdarstellung der LZA in Abb. 6/2 zeigt grob die räumlichen Verhältnisse und stellt keinen positions- oder abmessungsgetreuen Lageplan dar.

Für die Prozesszentrale in Abb. 6/2 wird vorgegeben, dass zwei durch eine Brandschutzwand getrennte Mittelspannungsschaltanlagen über einen Kupplungsschalter verbunden sind. Mögliche Aufstellungsvarianten spiegeln Sicherheitsanforderungen für die Trennung der beiden Prozesslinien wider:

- Funktionale Trennung: Eine Schaltanlage mit Längskupplung in einem Raum
- Brandschutztrennung: Zwei Schaltanlagen, die über eine Verbindung gekoppelt sind, werden durch eine Brandschutzwand / Brandschutzeinrichtung voneinander getrennt; räumliche Nähe
- Räumliche Trennung: Getrennte Aufstellung von zwei (elektrisch miteinander verbundenen) Schaltanlagen in einzelnen Räumen, die nicht aneinander anschließen.

Den Produktionslinien zuzurechnen sind zwei Gebäude für die Kontrolleinrichtungen, die redundant aufgebaut werden. Die Lastliste in Tab. 6/1 fasst daher eines dieser beiden Gebäude und die Verbraucher einer der beiden Produktionszüge zusammen.



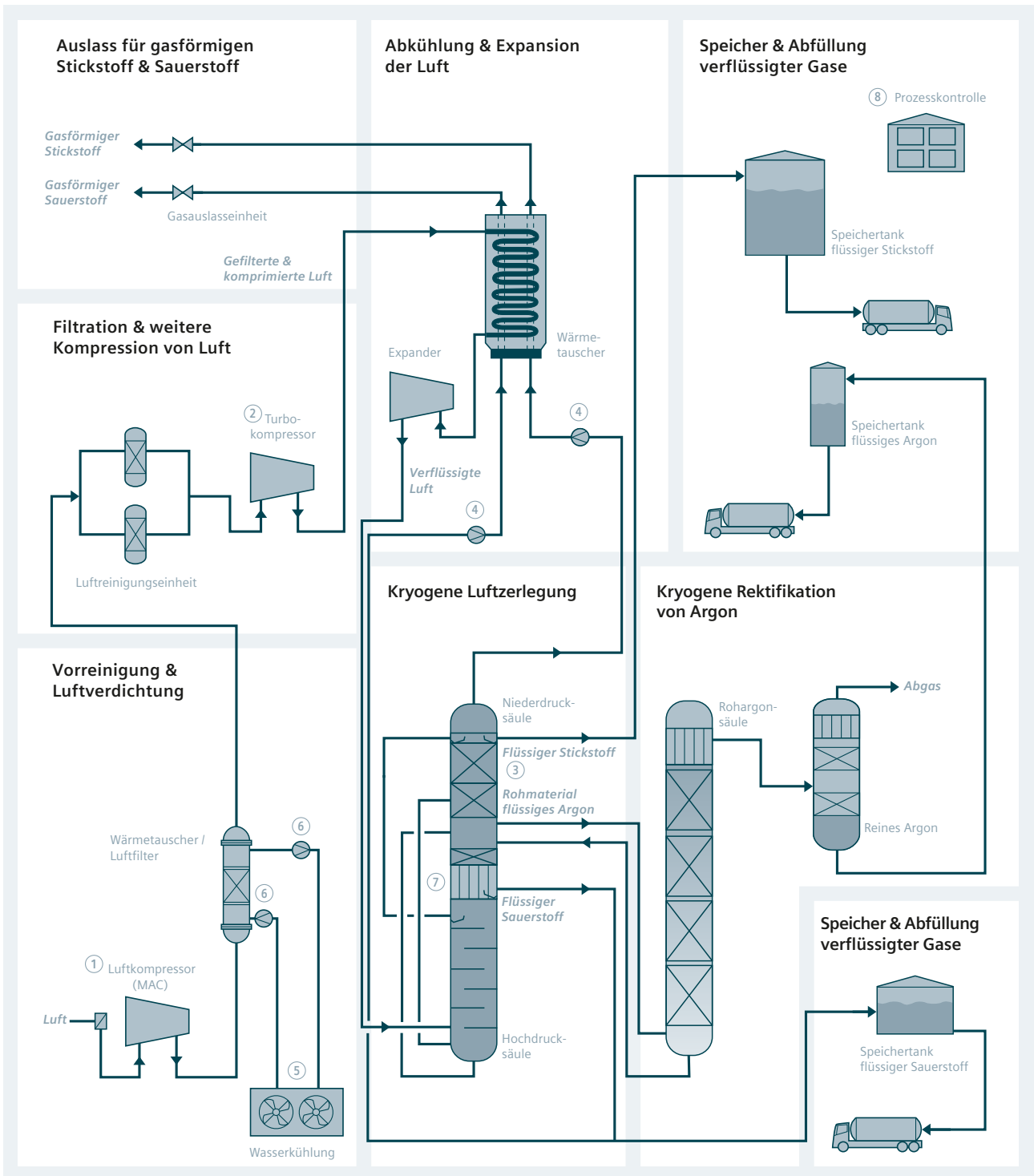


Abb. 6/1: Schematische Prozessdarstellung der Luftzerlegung (die Nummern 1 bis 8 der Komponenten kennzeichnen die Zuordnung für Tab. 6/1)

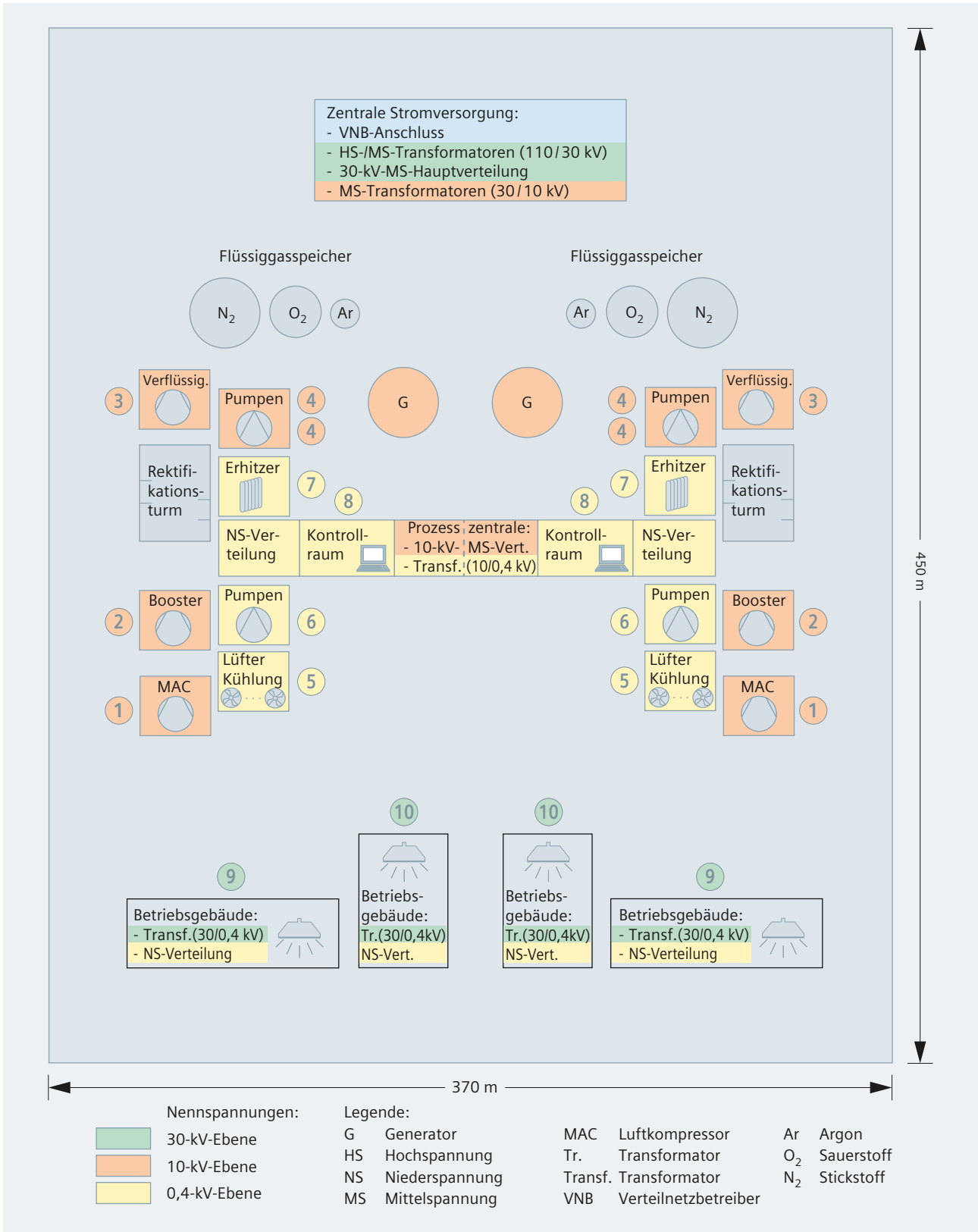


Abb. 6/2: Blockdarstellung für Geländeskizze der LZA (Nummern entsprechen der Kennzeichnung in Abb. 6/1 und Tab. 6/1)

Nr.	Anzahl	Beschreibung	Lasttyp	Spannung	Wirkleistung	Gesamte Scheinleistung	Strom	Starter
1	1	Luftkompressor (MAC)	Motor <sup>1)</sup>	10 kV	11.200 kW	13.397,10 kVA	773,50 A	VFD <sup>3)</sup>
2	1	Turbokompressor (Booster)	Motor <sup>1)</sup>	10 kV	5.800 kW	6.937,80 kVA	400,60 A	VFD <sup>3)</sup>
3	1	Verflüssigung	Motor <sup>1)</sup>	10 kV	4.840 kW	5.789,50 kVA	334,30 A	Sanft
4	2	Pumpe	Motor <sup>1)</sup>	10 kV	2 × 300 kW	717,70 kVA	41,44 A	Direkt
5	11	Lüfter für Kühlung	Motor <sup>1)</sup>	0,4 kV	11 × 40 kW	526,30 kVA	759,70 A	VFD <sup>3)</sup>
6	2	Kühlwasserpumpe	Motor <sup>1)</sup>	0,4 kV	2 × 175 kW	418,70 kVA	604,30 A	VFD <sup>3)</sup>
7	4	Elektrische Prozessheizung	Ohmsche Last <sup>2)</sup>	0,4 kV	4 × 287 kW	1.148,00 kVA	1.657,00 A	-
8	1	Prozesskontrolle	Sonstige <sup>2)</sup>	0,4 kV	200 kW	227,30 kVA	328,05 A	-
9	1	Betriebsgebäude 1.1	Sonstige <sup>2)</sup>	0,4 kV		2 MVA		-
10	1	Betriebsgebäude 1.2	Sonstige <sup>2)</sup>	0,4 kV		1,6 MVA		-

<sup>1)</sup> Mechanische Leistungen der Motoren sind vorgegeben. Es gilt:  $\cos \phi = 0,88$  und Wirkungsgrad  $\eta = 0,95$

<sup>2)</sup> Ohmsche Last:  $\cos \phi = 1$ ; sonstige Lasten:  $\cos \phi = 0,88$

<sup>3)</sup> VFD-Starter ohne Rückspeisung

**Tab. 6/1: Verbraucherliste für eine einzelne Produktionslinie und zwei der vier Betriebsgebäude als Ausgangspunkt für das elektrische Energieverteilungskonzept der LZA**

Bei der Auslegung der elektrischen Energieverteilung ist des Weiteren zu beachten:

- Internationale Auslegung des Basiskonzepts nach IEC-Standards
- Die beiden Züge der LZA können getrennt voneinander betrieben werden; die elektrische Energieversorgung soll entsprechend getrennt aufgebaut werden
- Bei Ausfall einer der beiden Netzeinspeisungen muss die verbleibende Einspeisung in der Lage sein, beide Prozesslinien inklusive der Betriebsgebäude ohne Einschränkungen weiter zu versorgen
- Die niederspannungsseitigen Prozesslasten müssen auch bei Wartungsarbeiten oder bei einem Stromausfall an den Transformatoren weiter betrieben werden können
- Die Energieversorgung der Steuerschränke und der Bedienschmittstellen (HMI) eines LZA-Zugs muss bei einem Stromausfall der dazugehörigen Einspeisung weiter in Betrieb bleiben
- Als Eigenerzeugungsanlagen soll in jeder der beiden Prozesslinien ein Generator mit 16 MVA Scheinleistung eingeplant werden. Jeder dieser beiden Generatoren kann bei einer Störung der VNB-Einspeisung die Prozessverbraucher der 0,4-kV-Ebene (5, 6, 7, 8) von beiden Linien versorgen
- Als Anbindung an die Netzversorgung werden zwei Einspeisungen vom Hochspannungsnetz (Netznominalspannung 110/220 kV) angenommen
- Die Gleichzeitigkeitsfaktoren (GF) für die Lasten werden mit typischen Werten für Industrieanlagen angesetzt:  
 GF (Mittelspannungsmotor) = 0,9  
 GF (Niederspannungslast) = 0,75

- Bei den Transformatoren ist für zukünftige Erweiterungen/Leistungserhöhungen eine Reserve von mindestens 20 % vorzusehen
- Um die Spannungsqualität des Netzes (Gesamtspannungsfall < 10 %) und einen zuverlässigen Motoranlauf zu gewährleisten, soll der Spannungsfall für den Motoranlauf auf etwa 25 % (an den Motorklemmen) begrenzt werden.

Als Vorgabe für die vier Betriebsgebäude in Abb. 6/2 werden auf Basis einer Abschätzung des Leistungsbedarfs mit Hilfe der Gebäudeflächen und der Berücksichtigung kritischer Lasten in den Gebäuden je zwei Transformatoren (30 kV/0,4 kV) mit einer Leistung von 1,6 MVA und 2 MVA (Anschlüsse 9 und 10 in Tab. 6/1) bei der Auslegung der Mittelspannungsverteilung berücksichtigt.

Für die Bemessung des Scheinleistungsbedarfs der gesamten Anlage ( $S_{r,LZA}$ ) werden die Scheinleistungsangaben der Verbraucher 1 bis 8 aus Tab. 6/1 mit dem jeweils zugehörigen Gleichzeitigkeitsfaktor GF multipliziert (GF der Verbraucher 1 bis 4 ist 0,9 und GF der Verbraucher 5 bis 8 ist 0,75) und dann aufsummiert. Diese Summe der Lasten wird mit einer Reserve von 20 % beaufschlagt. Dazu wird die Bemessungs-Scheinleistung der beiden Transformatoren zur Versorgung der Betriebsgebäude 9 und 10 addiert und schließlich die resultierende Gesamtsumme verdoppelt (für zwei Prozesslinien):

$$S_{r,LZA} = [(\sum S_{10kV} \cdot 0,9 + \sum S_{0,4kV} \cdot 0,75) \cdot 1,20 + \sum S_{\text{Betriebsgebäude}}] \cdot 2 = [(26,84 \text{ MVA} \cdot 0,9 + 2,32 \text{ MVA} \cdot 0,75) \cdot 1,20 + 3,6 \text{ MVA}] \cdot 2 = 69,4 \text{ MVA}$$

## 6.3 Netzauslegung und grundlegende Konzeptparameter

Entsprechend dem Entscheidungsdiagramm in Abb. 4/3 soll ein Anschluss an das Hochspannungsnetz, vorzugsweise auf der 110-kV-Ebene des Versorgungsnetzbetreibers (VNB), mit eigenen einspeisenden Transformatoren angestrebt werden. Bei einer Einspeisung aus dem Hochspannungsnetz kann die Spannung der Verteilungsebene frei gewählt werden. Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist beim Einsatz mehrerer, großer Motoren eine hohe Spannung wünschenswert. Dadurch wird zum einen der Einfluss der Motoranlaufströme auf die Spannungshaltung am Netzanschlusspunkt verringert. Zum anderen bedeuten kleinere Betriebsströme eine kostengünstigere Auslegung der Schaltanlagenabgänge. Folgende Nennspannungsebenen werden in der Auslegung berücksichtigt:

- 110 kV Netzeinspeisung
- 30 kV Verteilungsebene
- 10 kV Verbraucher-/Prozessebene für Einzelleistungen größer 250 kW
- 0,4 kV Verbraucher-/Prozessebene für Einzelleistungen mit höchstens 250 kW.

### i) Netzform

Bei der Wahl der Netzstruktur spielen folgende Kriterien eine Rolle:

- Durchgängiger Betrieb beider Prozesslinien (selbst bei Ausfall einer der beiden Netzeinspeisungen)
- Selektive Abschaltung im Fehlerfall
- Einfache Netzüberwachung und Netzführung
- Aufwandsoptimierung bezüglich der Schutztechnik.

Folgende Merkmale der Prozessebene haben ebenfalls einen Einfluss auf die Wahl der Netzstruktur:

- Relativ kurze Entfernungen zwischen Mittelspannungsverbrauchern (< 500 m; siehe Abb. 6/2)
- Anforderungen an die Spannungsqualität
- Anzahl und räumliche Lage der Lastschwerpunkte
- Kurze Schaltunterbrechungen sind für die Arbeitsprozesse zulässig (Kontrollräume, Automatisierungen und Ähnliches sind selbstverständlich unterbrechungsfrei zu schützen).

Der Vergleich der Netzformen in Tab. 4/1 verdeutlicht, dass aufgrund der angeführten Randbedingungen das Doppelstichnetz die meisten Vorteile bietet.

### ii) Sternpunktterdung in der Mittelspannungsebene

Durch die Netzeinspeisung aus der Hochspannungsebene und den eigenen 110/30-kV-Transformatoren kann auch die Art der Sternpunktterdung [1.2] in Abstimmung mit dem Verteilnetzbetreiber gewählt werden. In der industriellen Stromversorgung hat

sich die niederohmige Sternpunktterdung bewährt, denn beim Betrieb eines niederohmig geerdeten Sternpunkts muss mit keiner großen Gefährdung durch zu hohe Berührungsspannungen gerechnet werden, wenn der Erdkurzschlussstrom  $I''_{k1}$  auf Werte unter 2.000 A begrenzt wird. Die Begrenzung des Erdkurzschlussstroms ist zudem wichtig, um die Auswirkung auf die Spannung des Niederspannungsnetzes im Kurzschlussfall zu beschränken (z. B. Spannungsbereich  $-10\% \leq \Delta U / U_{nN} \leq +10\%$ ). Für die 30-kV-Ebene wird eine niederohmige Sternpunktterdung mit einer Begrenzung des Erdkurzschlussstroms  $I''_{k1}$  auf 1.000 A gewählt [1.2].

Bei der Sternpunktterdung der 10-kV-Prozessebene ist auf die Mittelspannungsmotoren zu achten. Um Eisenbrand zu vermeiden, ist der einpolige Kurzschlussstrom auf Werte kleiner 200 A zu begrenzen [1.2]. Die Fehlerabschaltung muss dann ohne Zeitverzögerung erfolgen.

### iii) Transformatoren für die 10-kV-Zwischenstation der Prozesslasten

Für die Versorgung der beiden Prozesslinien wird jeweils eine 10-kV-Schaltanlage vorgesehen, wobei eine Kupplung (im Normalbetrieb offen) für die Verbindung zwischen den beiden Linien sorgt. Die beiden 30/10-kV-Transformatoren für die Einspeisung müssen allerdings im Störfall bei geschlossener Kupplung einzeln für die gesamte Last der beiden Linien ausreichen. Die Bemessungs-Scheinleistung der beiden Transformatoren muss demzufolge mindestens je 63 MVA betragen.

### iv) Transformatoren für die Niederspannungsebene

Die Lasten der 0,4-kV-Prozessebene werden über je zwei Transformatoren mit 1,6 und 1 MVA versorgt. Die Transformatoren werden ebenso wie die zugehörigen Niederspannungsschaltanlagen nahe den Lasten aufgestellt, aber räumlich getrennt von den 10-kV-Stationen für die Mittelspannungsverbraucher.

### v) Transformatoren der 30-kV-Ebene

Neben den beiden Transformatoren für die Versorgung der 10-kV-Prozessebene werden auf der 30-kV-Ebene je zwei 30/0,4-kV-Transformatoren zur Versorgung der Betriebsgebäude mit 1,6 MVA und 2 MVA vorgesehen.

#### vi) Transformatoren für die Einspeiseebene

Da jede Einspeisung ausreichen soll, um beide Prozesslinien und alle vier Betriebsgebäude zu versorgen ( $S_{n,LZA} = 69,4$  MVA), werden 110/30-kV-Einspeisetransformatoren mit einer Bemessungs-Scheinleistung von je 80 MVA gewählt.

#### vii) Betriebsarten

Für die Erstellung eines Verteilungskonzepts werden die folgenden Betriebsarten berücksichtigt:

- Normalbetrieb:
  - Beide Netzeinspeisungen sind in Betrieb
  - Die beiden Prozesslinien werden getrennt voneinander versorgt und betrieben
  - Die beiden Betriebsgebäude (9, 10) werden über eigene Transformatoren der 30-kV-Spannungsebene versorgt
  - Je ein Generator mit 16-MW-Leistung kann für jede Prozesslinie getrennt in der 10-kV-Spannungsebene einspeisen
- Störfallbetrieb mit nur einer Einspeisung
  - Die betriebsbereite Netzeinspeisung versorgt beide Prozesslinien und alle Betriebsgebäude
  - Je ein Generator mit 16-MW-Leistung speist für jede Prozesslinie getrennt in der 10-kV-Spannungsebene ein
- Störfallbetrieb ohne öffentliche Versorgung
  - Die beiden Generatoren werden getrennt voneinander betrieben (kein Parallelbetrieb)
  - Die Verbraucher der 10-kV- und der 30-kV-Spannungsebene werden nicht versorgt
  - Die Generatoren versorgen die Lasten der 0,4-kV-Ebene<sup>2)</sup>
- Störfallbetrieb für die Niederspannungsprozessverbraucher bei Störung auf einer Verbindung zwischen zentraler 10-kV-Prozessverteilung und prozesslinienspezifischer 10-kV-Unterverteilung
  - Die direkte Verbindung zur Prozesseinspeisung ist unterbrochen
  - Eine Versorgung der Verbraucher erfolgt über die Energieverteilung der zweiten Prozesslinie.

#### viii) Single-Line-Diagramm für das Energieverteilungskonzept

Basierend auf den zuvor gemachten Angaben, Positionierungen und Zuordnungen kann ein erster Entwurf einer Energieverteilungsstruktur erstellt werden, wobei die genauere Dimensionierung und Spezifizierung einzelner Komponenten im Weiteren erfolgt. Beim Single-Line-Diagramm in Abb. 6/3 werden die Mittelspannungsverbraucher der beiden

Prozesslinien über eine Mittelspannungsschaltanlage mit Kupplung versorgt. Für die Niederspannungsprozessverbraucher werden getrennte Stationen mit Mittelspannungsschaltanlage, Transformator und Niederspannungsschaltanlage aufgestellt, damit die Leitungslängen in der Niederspannung unter 100 m bleiben (siehe Kap. 4). Die gekreuzte Verbindung zwischen den beiden Schaltanlagenstufen in der 10-kV-Ebene für die Versorgung der Niederspannungsprozessverbraucher sorgt für die Redundanz bei einer Störung auf der zur Prozesslinie gehörenden Zuleitung von der 10-kV-Mittelspannungsschaltanlage in der Prozesszentrale.

## 6.4 Auslegung der Mittelspannungsschaltanlagen

Basierend auf dem Single-Line-Diagramm in Abb. 6/3 werden die passenden Mittelspannungsschaltanlagen ausgewählt. Dazu müssen die Bemessungsdaten der Betriebsmittel in Frage kommender Schaltanlagentypen [1.2] mit den zu erwartenden Belastungen verglichen werden. Abzuklären sind die Anforderungen:

- Bemessungsspannung  $U_r \geq$  Netzennennspannung  $U_n$
- Bemessungsstrom der Sammelschiene und der Abzweige  $I_r \geq$  Maximal zu erwartender Betriebsstrom  $I_b$
- Bemessungs-Kurzschlussausschaltstrom  $I_{sc} \geq$  Anfangskurzschlusswechselstrom  $I_k''$
- Bemessungs-Kurzschlusseinschaltstrom  $I_{ma} \geq 2,5 \cdot I_k''$  (der Faktor 2,5 wird entsprechend IEC 62271-1 für Stoßströme angesetzt<sup>3)</sup>).

Voraussetzung für die Bestimmung der zuvor genannten Bemessungsgrößen der Mittelspannungsschaltanlagen ist die Berechnung der Anfangskurzschlusswechselströme  $I_k''$  für die verschiedenen Kurzschlussereignisse. Dazu werden, wie in IEC 60909-0 beschrieben, die Impedanzen von Transformatoren, Generatoren und Motoren berechnet und verknüpft.

<sup>2)</sup> Da einer der Generatoren ausreicht, die Niederspannungsprozessverbraucher beider Linien zu versorgen, ist eine redundante Versorgung gewährleistet.

<sup>3)</sup> Hinweis: Der Faktor 2,5 (für 50-Hz-Netze; für 60-Hz-Netze ist der Faktor 2,6 anzusetzen) wird für die Bestimmung von Bemessungs-Stoßströmen einer entsprechend der Normenreihe IEC 62271 geprüften Mittelspannungsschaltanlage angesetzt (Stoßfaktoren des Bemessungs-Kurzschluss-einschaltstroms sind gemäß IEC 62271-100 zu wählen). Der Anfangskurzschlusswechselstrom sowie der Stoßkurzschlussstrom am jeweiligen Einbauort der Schaltanlage werden gemäß IEC 60909-0 berechnet.



	Motor	Generator <sup>1)</sup>	Transformator <sup>2)</sup>
Impedanz Z	$Z_M = \frac{U_{rM}^2 \cos \varphi \cdot \eta}{s_M \cdot P_{rM}}$	$Z_G = \frac{U_{rG}^2 \cdot \chi_d''}{S_{rG}}$	$Z_T = \frac{u_{kr} \cdot U_{rT}^2}{S_{rT}}$
Anfangs-kurzschlussstrom $I_k''$	$I_k'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_K}$		
Zugehörige Größen	c Spannungsfaktor (nach IEC 60909-0 gilt: c = 1,10 für größte Kurzschlussströme und Hochspannung größer 1 kV) U <sub>n</sub> Nennspannung cos φ Leistungsfaktor η Wirkungsgrad s <sub>M</sub> Motoranlauffaktor s <sub>M</sub> = I <sub>aM</sub> / I <sub>rM</sub> (siehe Kap. 4.3) P <sub>rM</sub> Bemessungs-Wirkleistung des Motors U <sub>rM</sub> Bemessungsspannung des Motors χ <sub>d</sub> '' Subtransiente Generatorreaktanz in Prozent (100 % = 1) S <sub>rG</sub> Bemessungs-Scheinleistung des Generators U <sub>rG</sub> Bemessungsspannung des Generators u <sub>kr</sub> Kurzschlussimpedanz des Transformators in Prozent (100 % = 1) S <sub>rT</sub> Bemessungs-Scheinleistung des Transformators U <sub>rT</sub> Bemessungsspannung des Transformators		
	Parallelschaltung	Reihenschaltung	Transformatorübersetzung
Rechenschritte			Übersetzungsverhältnis $t_r = U_{OS} / U_{US}$ 

1) In IEC 60909-0 wird bei Direktanschluss eines Generators ein Korrekturfaktor für die Berechnung von Z<sub>G</sub> angegeben: Z<sub>GK</sub> = Z<sub>G</sub> · K<sub>G</sub> mit K<sub>G</sub> = (U<sub>n</sub>/U<sub>rG</sub>) · [c / (1 + χ<sub>d</sub>'' · √(1 - cos<sup>2</sup> φ<sub>rG</sub>))]; wobei U<sub>n</sub> = Nennspannung, U<sub>rG</sub> = Generatorbemessungsspannung, cos φ<sub>rG</sub> = Bemessungs-Leistungsfaktor des Generators im Bemessungsbetrieb; hier wird für die Konzepterstellung K<sub>G</sub> = 1 gesetzt  
 2) In IEC 60909-0 wird für Zweiwicklungstransformatoren ein Korrekturfaktor für die Berechnung von Z<sub>T</sub> angegeben: Z<sub>TK</sub> = Z<sub>T</sub> · K<sub>T</sub> mit K<sub>T</sub> = 0,95 · c / (1 + 0,95 · χ<sub>T</sub>); wobei χ<sub>T</sub> = relative Reaktanz des Transformators; hier wird für die Konzepterstellung K<sub>T</sub> = 1 gesetzt

Tab. 6/2: Formeln für Anfangskurzschlussströme und Impedanzen von Transformatoren, Generatoren und rückspeisenden Motoren sowie deren Verschaltung in Verteilungskonzepten

### 6.4.1 Kurzschlussstromberechnung für einen Kurzschluss in der 30-kV-Ebene

Basierend auf der Auslegung von Abb. 6/4 wird von einem Kurzschluss in einer der 30-kV-Zuleitungen zu den Betriebsgebäuden (z. B. zum Transformator zu Gebäude ⑨ in Abb. 6/3) ausgegangen. Dabei wird vom ungünstigsten Fall ausgegangen, dass nur eine Einspeisung beide Prozesslinien versorgt und somit die Kupplung in der 30-kV-Schaltanlage geschlossen ist. Dann trägt nicht nur die Netzeinspeisung über den 80-MVA-Transformator zu den Kurzschlussströmen bei, sondern auch beide Generatoren und die Motorverbraucher auf der 10-kV-Ebene.

Für die Kurzschlussstromberechnung ist es einfacher mit den Impedanzen zu rechnen, wie in Tab. 6/2 beschrieben. Zur Veranschaulichung der Rechnungen mit den Impedanzen der Komponenten zeigt Tab. 6/3 die Eingangsgrößen für die Rechnungen, ein einfaches Ersatzdiagramm sowie die Ergebnisse der einzelnen Teilschritte. Bei der Bestimmung der Motoranlaufströme wird ein typischer Wert für den Anlauffaktor [6.1] von s<sub>M</sub> = 6 angesetzt. Dieser Wert muss auch für den Sanftstarter angesetzt werden, da davon auszugehen ist, dass der Motor nach dem Start auf Direktbetrieb umgeschaltet hat und somit beim Eintreten des Kurzschlussfalls der Sanftstarter überbrückt ist und eine direkte Rückspeisung über die Leitung erfolgt.

Der errechnete Anfangskurzschlusswechselstrom  $I''_{kges}(30\text{ kV})$  von 19,2 kA ist maximal, da über einen Einspeisetransformator beide Prozesslinien versorgt werden (bei einem Kurzschluss im Normalbetrieb würden die Beiträge der Motoren und des Generators aus der zweiten Linie nicht zurückspeisen.  $I''_{kges}(30\text{ kV})$  beträgt in diesem Fall 16,4 kA).

Mit der Formel für den Anfangskurzschlusswechselstrom nach IEC 60909-0 ergibt sich für die Rechnung mit den Impedanzen:

$$I''_{kges}(30\text{ kV}) = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{ges}(30\text{ kV})} = 19,2\text{ kA}$$

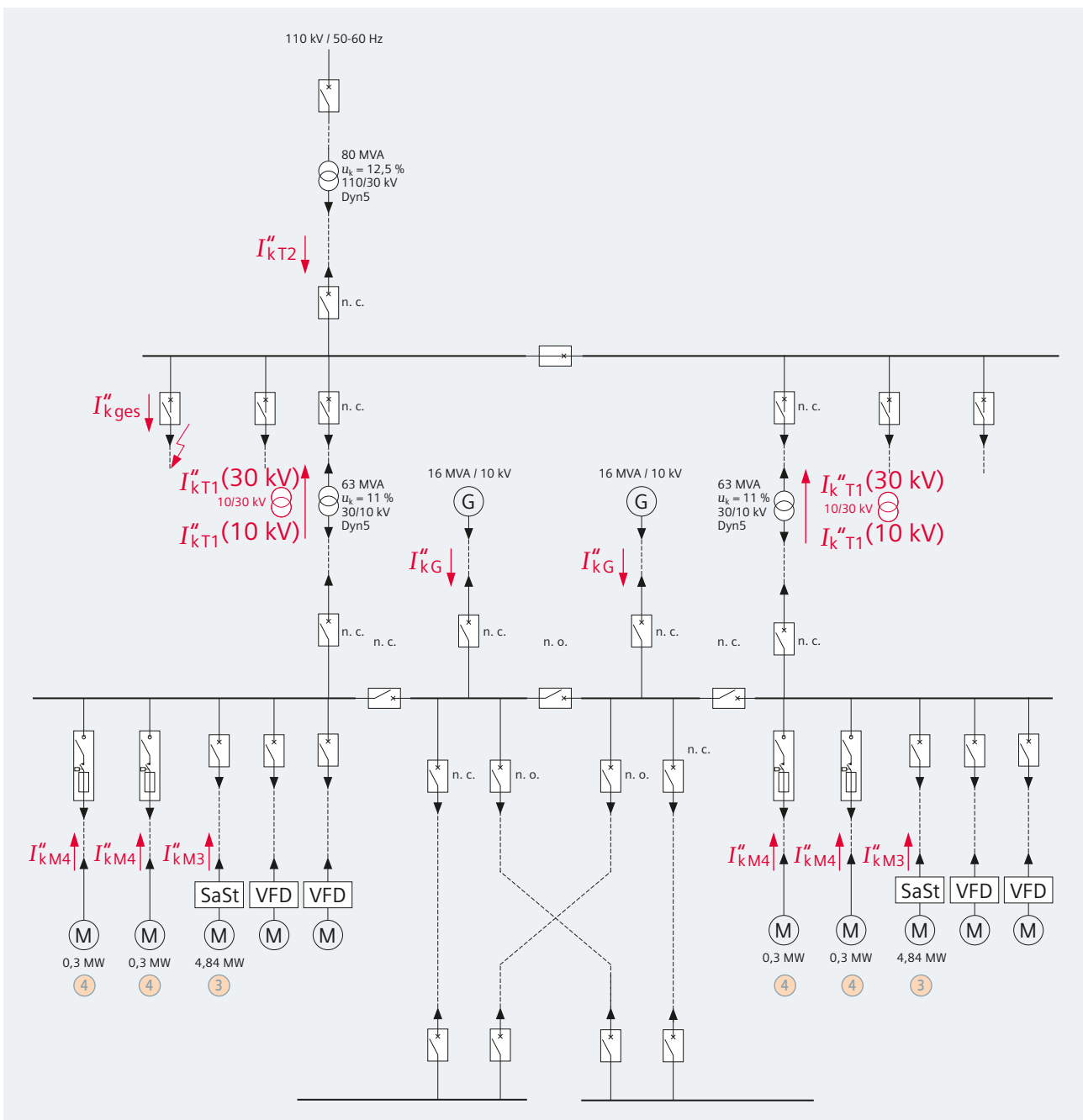


Abb. 6/4: Einfaches Single-Line-Diagramm zur Verdeutlichung der Kurzschlussituation in der 30-kV-Ebene



Parameter	Motor M4	Motor M4	Motor M3	Generator G	Transformator T1	Transformator T2	
Spannungsfaktor c	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Bemessungsspannung $U_r$	10 kV	10 kV	10 kV	10 kV	30/10 kV	110/30 kV	
Wirkungsgrad $\eta$	0,95	0,95	0,95				
Leistungsfaktor $\cos \varphi$	0,88	0,88	0,88				
Motoranlauffaktor $s_M$	6	6	6				
Wirkleistung $P_r$	300 kW	300 kW	4.840 kW				
Bemessungs-Scheinleistung $S_r$				16 MVA	63 MVA	80 MVA	
Subtransiente Generatorreaktanz $X_d''$				11,9 %			
Kurzschlussimpedanz des Transformators $u_{kr}$					11 %	12,5 %	
Transformatorübersetzung $t_r$					3	3	
Kurzschlussstromberechnung über Verknüpfung der Impedanzen			Ersatzdiagramm				
Schritt 1	Impedanzen der Lasten auf 10-kV-Ebene: $Z_{M3} = (10 \text{ kV})^2 \cdot 0,88 \cdot 0,95 / (6 \cdot 300 \text{ kW}) = 46,44 \ \Omega$ $Z_{M4} = (10 \text{ kV})^2 \cdot 0,88 \cdot 0,95 / (6 \cdot 4.840 \text{ kW}) = 2,879 \ \Omega$ $Z_G = (10 \text{ kV})^2 \cdot 0,119 / 16 \text{ MVA} = 0,7438 \ \Omega$						
Schritt 2	Impedanzen der Lasten auf 30-kV-Ebene: $Z'_{M3} = Z_{M3}(30 \text{ kV}) = 46,44 \ \Omega \cdot 9 = 418,0 \ \Omega$ $Z'_{M4} = Z_{M4}(30 \text{ kV}) = 2,879 \ \Omega \cdot 9 = 25,91 \ \Omega$ $Z'_G = Z_G(30 \text{ kV}) = 0,7438 \ \Omega \cdot 9 = 6,694 \ \Omega$						
Schritt 3	Impedanzen der Transformatoren auf 30-kV-Ebene: $Z'_{T1} = 0,11 \cdot (30 \text{ kV})^2 / 63 \text{ MVA} = 1,571 \ \Omega$ $Z'_{T2} = 0,125 \cdot (30 \text{ kV})^2 / 80 \text{ MVA} = 1,406 \ \Omega$						
Schritt 4	Verknüpfung der einzelnen Impedanzen zur Gesamtimpedanz $Z_{ges}$ : $Z_{ges} = \frac{1}{\frac{1}{\frac{1}{25,91 \ \Omega} + \frac{2}{418,0 \ \Omega} + \frac{1}{6,694 \ \Omega}} + 1,571 \ \Omega} + \frac{1}{1,406 \ \Omega} = 0,9930 \ \Omega$						
Schritt 5	Kurzschlussstrombestimmung mit $Z_{ges}$ auf 30-kV-Ebene: $I_k'' = 1,1 \cdot 30 \text{ kV} / (1,732 \cdot 0,9930 \ \Omega) = 19,2 \text{ kA}$						

Tab. 6/3: Kurzschlussstrom- und Impedanzberechnungen sowie Ersatzdiagramm zur Veranschaulichung bei einem Kurzschluss in der 30-kV-Ebene der LZA

### 6.4.2 Kurzschlussstromberechnung für einen Kurzschluss in der 10-kV-Ebene

Basierend auf der Auslegung von Abb. 6/3 (Normalbetrieb, Kupplung auf 30-kV-Ebene offen) wird von einem Kurzschluss in einer der 10-kV-Zuleitungen zu einer der Mittelspannungsschaltanlagen für die Niederspannungsprozessversorgung ausgegangen (Abb. 6/5).

Für die Gesamtimpedanz müssen die Anteile von der Einspeisung über die Transformatoren T1 und T2 sowie von der Rückspeisung von den drei Motoren M3 und M4 sowie dem Generator G eingerechnet werden. Die Impedanzen für M3, M4 und G sind für die 10-kV-Ebene

bereits berechnet worden. Nur die Werte  $Z'_{T1}$  und  $Z'_{T2}$  müssen mit dem Übersetzungsfaktor  $t_r = 30 \text{ kV}/10 \text{ kV}$  umgerechnet werden zu  $Z_{T1}$  und  $Z_{T2}$ . Danach kann die Verknüpfung auf der 10-kV-Ebene berechnet werden. Auf der nächsten Seite zeigt Tab. 6/4 das Ersatzdiagramm, die aus Tab. 6/3 übernommenen Angaben und die zugehörigen Rechnungen.

Mit der Formel für den Anfangskurzschlusswechselstrom nach IEC 60909-0 ergibt sich:

$$I''_{k_{ges}}(10 \text{ kV}) = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{ges}(10 \text{ kV})} = 30,2 \text{ kA}$$

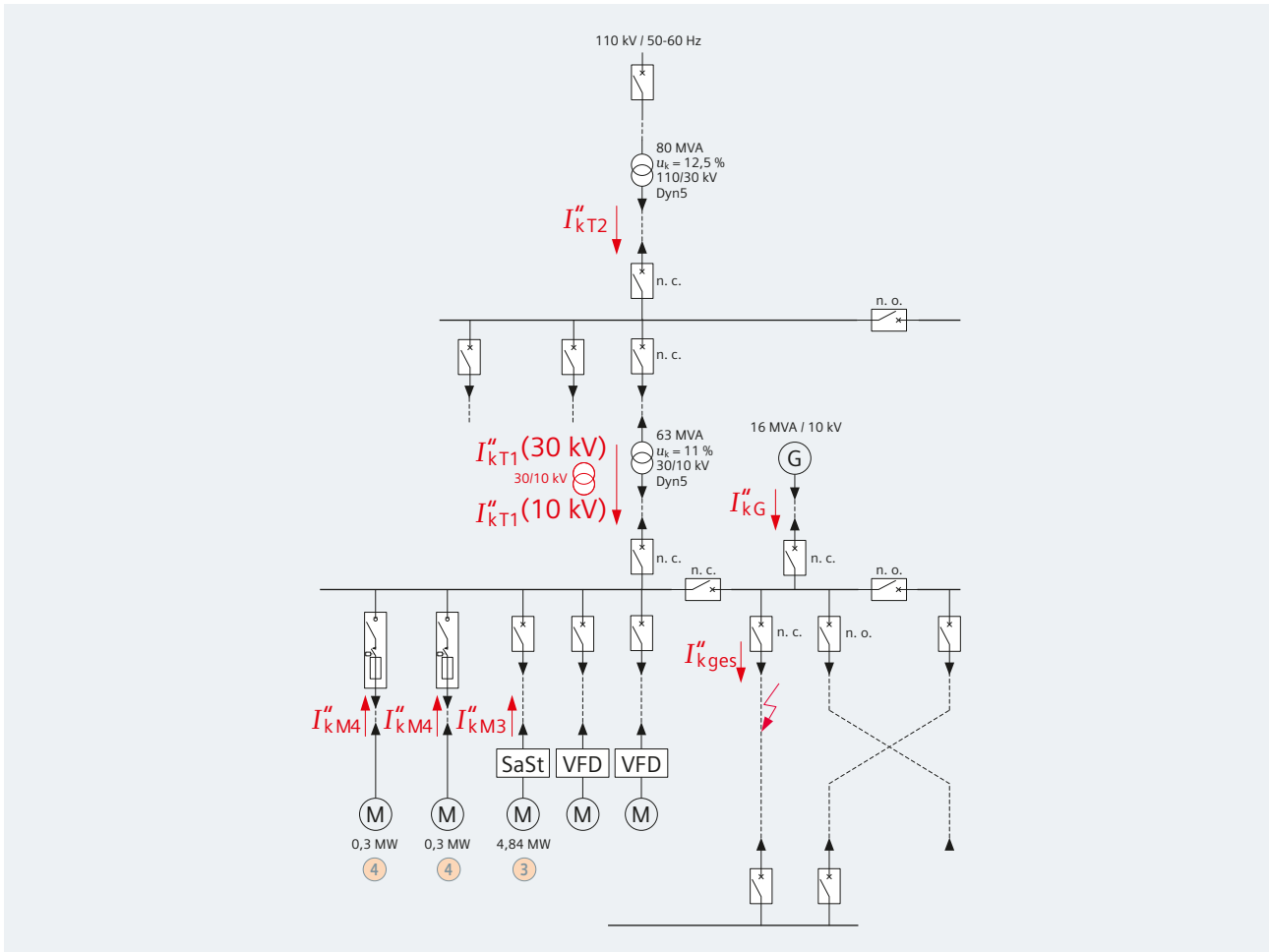


Abb. 6/5: Einfaches Single-Line-Diagramm zur Verdeutlichung der Kurzschlussituation in der 10-kV-Ebene

Kurzschlussstromberechnung über Verknüpfung der Impedanzen		Ersatzdiagramm
Schritt 1	Impedanzen der Transformatoren auf 10-kV-Ebene: $Z_{T1} = Z'_{T1} / t_1^2 = 1,571 \Omega / 9 = 0,1746 \Omega$ $Z_{T2} = Z'_{T2} / t_2^2 = 1,406 \Omega / 9 = 0,1562 \Omega$	
aus Tab. 6/3	Impedanzen der Lasten auf 10-kV-Ebene: $Z_{M3} = (10 \text{ kV})^2 \cdot 0,88 \cdot 0,95 / (6 \cdot 4.840 \text{ kW}) = 2,879 \Omega$ $Z_{M4} = (10 \text{ kV})^2 \cdot 0,88 \cdot 0,95 / (6 \cdot 300 \text{ kW}) = 46,44 \Omega$ $Z_G = (10 \text{ kV})^2 \cdot 0,119 / 16.000 \text{ kVA} = 0,7438 \Omega$	
Schritt 2	Gesamtimpedanz: $Z_{ges}(10 \text{ kV}) = 1 / [1/Z_{M3} + 2/Z_{M4} + 1/Z_G + 1/(Z_{T1} + Z_{T2})] = 0,2102 \Omega$	
Kurzschlussstrom	$I''_k(10 \text{ kV}) = 1,1 \cdot 10 \text{ kV} / (1,732 \cdot 0,2102 \Omega) = 30,2 \text{ kA}$	
		<b>Schritt 1</b> $Z_{Tx} = Z'_{Tx} / t_x^2$
		<b>Schritt 2</b> $Z_{ges} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{M3}} + \frac{2}{Z_{M4}} + \frac{1}{Z_G} + \frac{1}{Z_{T1} + Z_{T2}}}$
		<b>Schritt 3</b> $I''_k = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{ges}}$

Tab. 6/4: Kurzschlussstrom- und Impedanzberechnungen sowie Ersatzdiagramm zur Veranschaulichung der Kurzschlussstromberechnung bei einem Kurzschluss in der 10-kV-Ebene der LZA

### 6.4.3 Auswahl der Schaltanlagentypen für die Mittelspannung

Basis für die Schaltanlagenauswahl sind die Bemessungsspannung und der Bemessungsstrom der einspeisenden Transformatoren sowie die Kurzschlussströme, die sich aus den vorherigen Abschnitten ergeben. Aus den Übersichten möglicher Schaltanlagentypen Tab. 6/5 und Tab. 6/6 sowie den auswahlrelevanten Kennwerten wird dann eine Schaltanlage mit den passenden Auslegungswerten gewählt.

i) Bedingungen für die Auslegungswerte und Auswahl der Schaltanlage in der 30-kV-Ebene:

$$U_r \geq 30 \text{ kV}$$

$$I_r(30 \text{ kV}) \geq S_{rT2} / (\sqrt{3} \cdot U_r) = 80 \text{ MVA} / (\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV}) = 1.540 \text{ A}$$

$$\text{Mit } I''_{k_{ges}}(30 \text{ kV}) = 19,2 \text{ kA folgt}$$

$$I_{sc} \geq 19,2 \text{ kA}$$

$$I_{ma} \geq 2,5 \cdot 19,2 \text{ kA} = 48 \text{ kA}$$

Aus Tab. 6/5 stehen somit die Typen NXPLUS und 8DA oder 8DB zur Auswahl. Für die 30-kV-Verteilungsebene der LZA wird die 8DA gewählt. Durch die hermetische Kapselung kann die 8DA unabhängig von der Aufstellhöhe eingesetzt werden und ist aufgrund der einphasig, metallgekapselten Sammelschienenführung besonders betriebssicher und für den Einsatz in aggressiven Umgebungsbedingungen geeignet.

Technische Daten der verwendeten Schaltanlage 8DA:

Sammelschienensystem:	Einfachsammelschiene
Bemessungsspannung:	36 kV
Betriebsspannung:	30 kV
Bemessungs-Betriebsstrom:	2.000 A
Bemessungs-Kurzzeitstrom:	25/3 kA/s

ii) Bedingungen für die Auslegungswerte und Auswahl der Schaltanlagen in der 10-kV-Ebene:

$$U_r \geq 10 \text{ kV}$$

$$I_r(10 \text{ kV}) \geq S_{rT1} / (\sqrt{3} \cdot U_r) = 63 \text{ MVA} / (\sqrt{3} \cdot 10 \text{ kV}) = 3.637 \text{ A}$$

$$\text{Mit } I''_{k_{ges}}(10 \text{ kV}) = 30,2 \text{ kA folgt}$$

$$I_{sc} \geq 30,2 \text{ kA}$$

$$I_{ma} \geq 2,5 \cdot 30,2 \text{ kA} = 75,6 \text{ kA}$$

Für die Mittelspannungsschaltanlagen in der 10-kV-Ebene gilt zudem zu beachten, dass abhängig von projektspezifischen Randbedingungen unterschiedliche Starterkombinationen für die verschiedenen Motorstartertypen (Tab. 6/5) benötigt werden:

- Direktstarter (Motor M4)
  - Vakuump-Leistungsschalter
  - Vakuump-Leistungsschalter und Vakuumschütz
  - Lasttrennschalter mit HH-Sicherungen (maximal 250 A) und Vakuumschütz
- Sanftstarter (Motor M3)
  - Vakuump-Leistungsschalter und Vakuumschütz
- Frequenzumrichter (Motor M1 und M2)
  - Vakuump-Leistungsschalter in Kombination mit dem Umrichter (z. B. SINAMICS).

Entsprechend der Auswahltabelle Tab. 6/5 bleibt nur die NXAIR als Schaltanlagentyp für die 10-kV-Verteilungsebene. Für die LZA wird die NXAIR mit einem Bemessungs-Kurzschlussausschaltstrom von 40 kA gewählt. Neben der Flexibilität bei der Abzweigauswahl für motorische Verbraucher und einer guten Eignung bei Aufstellung in Nähe der chemischen Prozesse spielen bei der Auswahl der NXAIR noch die Luftisolierung und die hohe Zuverlässigkeit der bewährten Schaltanlage eine Rolle.

iii) Für die 10-kV-Ebene zur Versorgung der beiden Transformatoren der 0,4-kV-Prozessebene kommt der Schaltanlagentyp NXPLUS C zum Einsatz. Dieser Schaltanlagentyp zeichnet sich durch seine Robustheit, Modularität und Flexibilität bei der Erweiterung im Betrieb aus.

## 6.5 Dimensionierung der Motorabzweige in der Mittelspannung

Wie bereits in der Verbraucherliste Tab. 6/1 angegeben, sind die mechanische Leistung, die Bemessungsspannung, der Wirkungsgrad und der Leistungsfaktor wichtige Angaben für die Dimensionierung der Motorabzweige in den Mittelspannungsschaltanlagen. Neben diesen Motordaten werden weiterhin benötigt:

- Daten des speisenden Transformators, wie zum Beispiel Ober- und Unterspannung, Scheinleistung und Kurzschlussimpedanz
- Kurzschlussleistung des speisenden Netzes
- Anlaufstrom und Anlaufhäufigkeit der Motoren
- Zulässiger Spannungsfall an den Sammelschienen beim Motoranlauf (typischerweise maximal 5 %).

1

2

3

4

5

6

7

Verbraucher/ Abzweig	Schutz- funktion	Schalt- funktion	Bemes- sungs- span- nung	Bemessungs- Kurzschluss- ausschalt- strom	Bemessungs- strom der Sammel- schiene	Bemessungs- strom der Abzweige	Siemens- Schalt- anlage <sup>1)</sup>	Typische Anwendungen
Allgemeine Mittel- spannungs- verbraucher	Vakuum-Leis- tungsschalter (IEC 62271-100)	Direkt zum Verbraucher (Schalten nur per Leistungs- schalter)	12 kV	20 kA/1 s	630 A	630 A	8DJH 12 blue GIS	Mittelspannungs- schaltanlagen für Primär- und Sekundär- verteilung sowie Mittelspannungs- Motor-Control- Center (MCC); Motorabzweige; Sanftstarter oder Frequenzumrich- ter im eigenen Gehäuse
				25 kA/1 s	630 A	630 A	8DJH	
					1.250 A	1.250 A	SIMOSEC	
					2.000 A	2.000 A	NXAIR C	
				31,5 kA/1 s	2.500 A	2.500 A	NXPLUS C/ NXPLUS	
				40 kA/1 s	5.000 A	3.150 A	8DA/B	
			50 kA/1 s	4.000 A	4.000 A	NXAIR		
			24 kV	20 kA/1 s	630 A	630 A	8DJH	
				25 kA/1 s	1.250 A	1.250 A	SIMOSEC	
					2.000 A	2.000 A	NXAIR C	
					2.500 A	2.500 A	NXPLUS C/ NXAIR M	
				31,5 kA/1 s	2.500 A	2.500 A	NXPLUS	
	40 kA/1 s	5.000 A		3.150 A	8DA/B			
	36 kV	25 kA/1 s	630 A	630 A	8DJH 36			
			1.250 A	1.250 A	NXPLUS C			
			2.500 A	2.500 A	NXPLUS			
		31,5 kA/1 s	2.500 A	2.500 A	NXPLUS			
		40 kA/1 s	5.000 A	3.150 A	8DA/B			
5.000 A		3.150 A	3.150 A	8DA/B				
Lasttrenn- schalter mit HH-Sicherungen (IEC 62271-105)	Direkt zum Transf. über den LTS, ohne Schütz	12 kV	25 kA/1 s	630 A	200 A <sup>2)</sup>	200 A <sup>2)</sup>	8DJH	Transformatoren
				1.250 A	200 A <sup>2)</sup>	200 A <sup>2)</sup>	SIMOSEC	
				2.000 A	200 A <sup>2)</sup>	200 A <sup>2)</sup>	NXAIR C	
			31,5 kA/1 s	2.500 A	200 A <sup>2)</sup>	200 A <sup>2)</sup>	NXPLUS C	
				4.000 A	200 A <sup>2)</sup>	200 A <sup>2)</sup>	NXAIR	
				4.000 A	200 A <sup>2)</sup>	200 A <sup>2)</sup>	NXAIR	
		24 kV	20 kA/1 s	630 A	200 A <sup>2)</sup>	200 A <sup>2)</sup>	8DJH	
				1.250 A	200 A <sup>2)</sup>	200 A <sup>2)</sup>	SIMOSEC	
				2.000 A	200 A <sup>2)</sup>	200 A <sup>2)</sup>	NXAIR C	
			25 kA/1 s	2.500 A	200 A <sup>2)</sup>	200 A <sup>2)</sup>	NXPLUS C/ NXAIR M	
				2.500 A	200 A <sup>2)</sup>	200 A <sup>2)</sup>	NXPLUS C/ NXAIR M	
				2.500 A	200 A <sup>2)</sup>	200 A <sup>2)</sup>	NXPLUS C/ NXAIR M	
36 kV	20 kA/1 s	630 A	200 A <sup>2)</sup>	200 A <sup>2)</sup>	8DJH36			
		1.250 A	200 A <sup>2)</sup>	200 A <sup>2)</sup>	SIMOSEC			
		2.000 A	200 A <sup>2)</sup>	200 A <sup>2)</sup>	NXAIR C			
	31,5 kA/1 s	2.500 A	450 A <sup>2)</sup>	450 A <sup>2)</sup>	NXPLUS C			
		4.000 A	400 A <sup>2)</sup>	400 A <sup>2)</sup>	NXAIR			
		4.000 A	400 A <sup>2)</sup>	400 A <sup>2)</sup>	NXAIR			
24 kV	25 kA/1 s	2.500 A	450 A <sup>2)</sup>	450 A <sup>2)</sup>	NXPLUS C			
	2.500 A	450 A <sup>2)</sup>	450 A <sup>2)</sup>	NXPLUS C				

<sup>1)</sup> Die Schaltanlagen von Siemens erfüllen das Sicherheitsintegritätslevel SIL 2 gemäß IEC 61508-1 (entspricht Performance Level PLd nach ISO 13849-1)

<sup>2)</sup> Der maximal zulässige Bemessungsstrom hängt von der eingesetzten HH-Sicherung ab

Tab. 6/5: Auswahltabelle für Mittelspannungsschaltanlagen für allgemeine Verbraucher

Zunächst wird überprüft, ob die für die vier Motorentypen (Abzweige Nr. 1, 2, 3 und 4 in Abb. 6/3) jeweils gewählte Motoranlaufart (Direktanlauf, Sanftstarter oder Frequenzumrichter) geeignet ist, den Spannungsfall an den Motorklemmen auf etwa 25 % zu begrenzen. Für die NXAIR werden aufgrund der erforderlichen Betriebsströme Vakuum-Leistungsschalter für den Leitungsschutz der Motorabzweige 1, 2 und 3 gewählt. Zur Überwachung und Auslösung wird ein digitales Schutzgerät SIPROTEC 5 (7SJ8 oder 7SK8) gewählt (Abb. 6/6). Der Motorschutz erfolgt über den Motorstarter (Sanftstarter oder Frequenzumrichter).

Beim Schalten hochlaufender Motoren mit Anlaufströmen kleiner oder gleich 600 A können hohe Schaltüberspannungen auftreten. Um diese Überspannungen auf ungefährliche Werte zu begrenzen, werden Überspannungsableiter beziehungsweise -begrenzer eingesetzt. Eine Ausnahme bilden einzelne, blindleistungskompensierte Motoren. Diese benötigen keine Schutzbeschaltung, wenn die Kondensatoren permanent mit dem Motor verbunden sind und für die Kompensation keine in Reihe geschaltete Drossel verwendet wird. Für Abzweig 2 ist demzufolge ein Ableiter erforderlich, während er für die Abzweige 1 und 3 empfohlen wird. Aus IEC 60099-4 lassen sich abhängig von der Sternpunktterdung minimale Bemessungsspannungen für die Auslegung der

Verbraucher/ Abzweig	Schutz- funktion	Schalt- funktion	Bemes- sungs- span- nung	Bemessungs- Kurzschluss- ausschalt- strom	Bemessungs- strom der Sammel- schiene	Typische Motor- leistung der Abzweige	Siemens- Schalt- anlage <sup>1)</sup>	Typische Anwendungen	
Motordirekt- anlauf oder über Block- transf.	Vakuu-Leis- tungsschalter (Siemens 3AE/3AH/3AK)	Ohne Schütz	6 kV	31,5 kA / 1 s	2.500 A	< 7,5 MW <sup>3)</sup>	NXPLUS C	- Pumpen - Kompressoren - Förder- und Auf- zugsanlagen - Ventilatoren - Transformatoren - Kompensations- anlagen  Typischer Motor- anlaufstrom: 5 bis 7 × I <sub>n</sub> <sup>2)</sup>	
				50 kA / 1 s	4.000 A		NXAIR		
			10 kV	31,5 kA / 1 s	2.500 A	< 12,5 MW <sup>3)</sup>	NXPLUS C		
				50 kA / 1 s	4.000 A		NXAIR		
	HH-Siche- rungen	Mit Vakuu- schütz 3TM	6 kV	31,5 kA / 1 s	2.500 A	< 1,3 MW	NXPLUS C		
				50 kA / 1 s	4.000 A		< 2,1 MW		NXAIR
			10 kV	31,5 kA / 1 s	2.500 A	< 2 MW	NXPLUS C		
				50 kA / 1 s	4.000 A		< 1,7 MW		NXAIR
Sanftstarter	Vakuu-Leis- tungsschalter (Siemens 3AE/3AH/3AK)	SIMOVAC-AR Vakuu- schütz 12SVC4/8 (in eigenem Gehäuse)	2,3-6,9 kV	50 kA / 1 s	720 A	< 6 MW	SIMOVAC-AR	- Pumpen - Kompressoren - Ventilatoren  Typischer Motor- anlaufstrom: 3 × I <sub>n</sub> <sup>2)</sup>	
Frequenz- umrichter	Vakuu-Leis- tungsschalter (Siemens 3AE/3AH/3AK)	SINAMICS PERFECT HARMONY GH180	2,3-11 kV	25 kA / 1 s	2.000 A	< 10 MW	NXAIR C	- Pumpen - Kompressoren - Ventilatoren  Typischer Motor- anlaufstrom: 1 × I <sub>n</sub> <sup>2)</sup>	
				31,5 kA / 1 s	2.500 A		NXPLUS C/ NXPLUS		
			4,16-13,8 kV	25 kA / 1 s	2.000 A		4 - 35 MW		NXAIR C
				31,5 kA / 1 s	2.500 A				NXPLUS C/ NXPLUS
		SINAMICS GL150	1,4-10,3 kV	25 kA / 1 s	2.000 A	1,4 - 30 MW	NXAIR C		
				31,5 kA / 1 s	2.500 A		NXPLUS C/ NXPLUS		
			50 kA / 1 s	4.000 A	NXAIR				
				4.000 A			NXAIR		

<sup>1)</sup> Die Schaltanlagen von Siemens erfüllen das Sicherheitsintegritätslevel SIL 2 gemäß IEC 61508-1 (entspricht Performance Level PLd nach ISO 13849-1)

<sup>2)</sup> Für Motoranlaufströme kleiner 600 A ist ein Überspannungsschutz erforderlich (Ausnahme: Motoren mit eigener Blindleistungskompensation)

<sup>3)</sup> Siehe [1.2] Bild C8.3

Tab. 6/6: Auswahltable für Mittelspannungsschaltanlagen bei spezielleren Verbraucheranschlüssen

Überspannungsableiter bestimmen (Tab. 6/8). Da die niederohmige Sternpunktterdung gegeben ist, wird eine Bemessungsspannung von 12 kV für die Überspannungsableiter gewählt.

Für die kleineren Motoren der Abzweige 4 sind Überspannungsableiter vorzusehen. Außerdem bieten sich aufgrund der Motorbemessungsströme und der Anlaufbedingungen HH-Sicherungen und Vakuumschütze als Schalt- und Schutzgeräte in der NXAIR-Schaltanlage an. Für die Motorabzweige mit Direktanlauf werden zur Gewährleistung hoher Schaltspielzahlen Vakuumschütz-Sicherungs-Kombinationen eingesetzt. In Verbindung mit den hochwertigen digitalen Schutzgeräten SIPROTEC 5 (7SK8, siehe Abb. 6/6) und den passenden Strom- und Spannungswandlern gewährleistet diese Kombination sowohl den Leitungs- als auch den Motorschutz. Alter-

nativ können die speziell für den Motorschutz geeigneten Reyrolle-Geräte 7SR1 eingesetzt werden. Als Überlastschutz registrieren die Geräte eine Überlastsituation und lösen eine Abschaltung durch das Vakuumschütz aus.

Die für den Kurzschlusschutz zuständigen HH-Sicherungen schützen in Motorabzweigen die Schaltgeräte (hier z. B. die Vakuumschütze), die kein eigenes Kurzschlussausschaltvermögen haben, und auch die Kabel. HH-Sicherungen zum Schutz von Hochspannungsmotoren werden in Kombination mit Vakuumschützen für Bemessungsspannungen  $U_r$  im Bereich  $7,2 \text{ kV} \leq U_r \leq 12 \text{ kV}$  verwendet. Vakuumschütze sind Schaltgeräte, die dem Schalten von Strömen in der Größenordnung ihres Bemessungsstroms dienen. Beim Schalten von Betriebsströmen zeichnen sie sich durch hohe Schaltspielzahlen (1.200 Schaltspiele pro Stunde bei Einsatz

1

2

3

4

5

6

7

	Abzweig 1	Abzweig 2	Abzweig 3	Abzweig 4
Wirkleistung $P_{rM}$	11,2 MW	5,8 MW	4,84 MW	0,3 MW
Anlauffaktor $s_M$	1	1	3	6
Anlaufstrom $I_{aM}$	773,5 A	400,6 A	1.002,8 A	124,3 A
Berechnung Spannungsfall	$\Delta u = S_{aM} / S_{kT}'' = (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{aM}) / (S_{rT} / u_{kr})$			
Spannungsfall $\Delta u$	2,34 %	1,21 %	3,03 %	0,38 %
Leitungsschutz	Schutzgerät: SIPROTEC 7SJ8 Auslöser: Vakuum-LS	Schutzgerät: SIPROTEC 7SJ8 Auslöser: Vakuum-LS	Schutzgerät: SIPROTEC 7SJ8 Auslöser: Vakuum-LS	HH-Sicherung
Motorschutz	VFD	VFD	Sanftstarter	Schutzgerät: SIPROTEC 7SK8 Auslöser: Vakuumschütz
Überspannungsschutz	empfohlen	erforderlich	empfohlen	erforderlich
Single-Line-Diagramm für die Auslegung				
Gemeinsame Motordaten	Bemessungsspannung $U_r = 10$ kV; Wirkungsgrad der Motoren = 0,95; $\cos \phi = 0,88$			
Transformatordaten	$S_{rT} = 63$ MVA; $u_{kT} = 11$ %			

Tab. 6/7: Daten und Auswahl der Schalt- und Schutzgeräte für die Motorabzweige in der 10-kV-Ebene

des Siemens-Vakuumschützes 3TM) aus. Das Ende der mechanischen Lebensdauer wird erst nach etwa  $10^6$  Schaltspielen bei Bemessungsstrom erreicht. Darum sind Vakuumschütze besonders zum Schalten von Hochspannungsmotoren geeignet. Bedingt durch das geringe Ausschaltvermögen (Bemessungs-Kurzschlussausschaltstrom von 3TM bis  $I_{sc} = 5.000$  A) können sie aber keine hohen Kurzschlussströme ausschalten. Der Schutz des Vakuumschützes im Kurzschlussfall muss von den strombegrenzenden HH-Sicherungen übernommen werden. Insgesamt ist eine Abstimmung des Motorschutzes zwischen Sicherung und Schütz unter Beachtung der Anforderungen des Motoranlaufs nötig. Abhängig vom Schaltanlagentyp und Spannungsebene kann die Motorschutzkombination aus Vakuumschütz und Sicherung bis zu einem Bemessungs-Kurzschlussausschaltstrom von 50 kA eingesetzt werden.

Damit die Sicherung nicht unzulässig anspricht oder vorgeschädigt wird, erfolgt die Auswahl der HH-Sicherungen, die ausschließlich dem Kurzschlusschutz des Motorstromkreises dient, nach:

- Bemessungsspannung  $U_r$  und Motorbemessungsstrom  $I_{rM}$
- Motoranlaufstrom  $I_{aM}$
- Motoranlaufzeit  $t_{aM}$
- Anlaufhäufigkeit (Motorstarts pro Stunde)
- Umgebungstemperatur<sup>4)</sup>.

Bei der Auswahl des digitalen Schutzrelais für den Überlastschutz sowie der Motorschutzkombination aus HH-Sicherung und Vakuumschütz ist Folgendes zu prüfen (Abb. 6/7 zeigt Kurven und Punkte für die 300-kW-Motoren für Abzweig 4 in Tab. 6/8):

<sup>4)</sup> Durch eine erhöhte Temperatur kommt es zu einer schlechteren Wärmeabfuhr an die Umgebung der HH-Sicherung, sodass eine Reduktion des Bemessungsstroms zu berücksichtigen ist; Herstellerangaben dazu sind zu beachten.

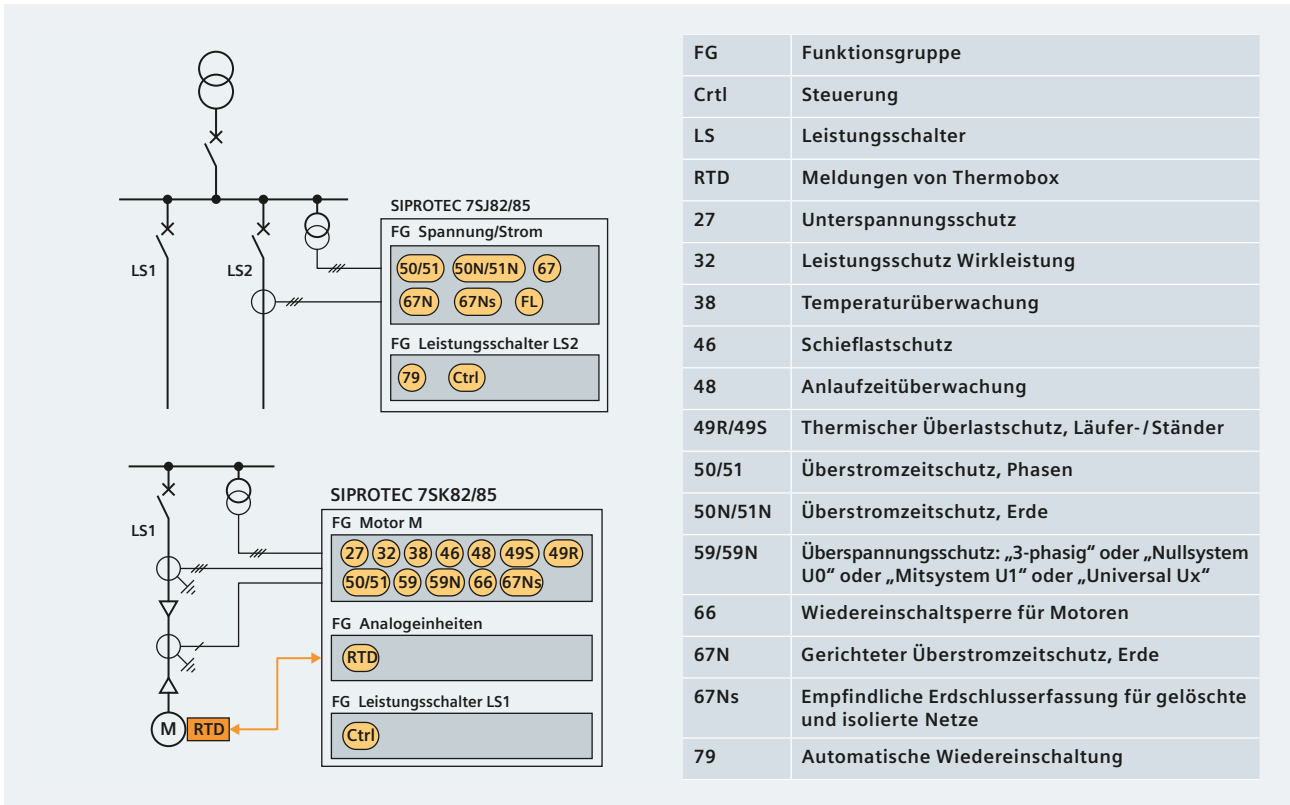


Abb. 6/6: Beispiele für den Leitungs- und Motorschutz sowie Motorsteuerung (mit Abkürzungen und ANSI-Funktionsnummern)

- Die Strom-Zeit-Kennlinie der HH-Sicherung muss oberhalb der Kennlinie für den Motoranlaufstrom  $I_{aM}$  und der Motoranlaufzeit  $t_{aM}$  liegen
- Die Auslösekennlinie des Überstromzeitschutzes muss über der Kennlinie für  $I_{aM}$  und  $t_{aM}$  liegen (das Überlastrelais wirkt auf das Vakuumschütz)
- Der Übernahmestrom  $I_B$  (Schnittpunkt der Strom-Zeit-Kennlinie der HH-Sicherung mit der Auslösekennlinie des Überstromzeitschutzes; Punkt B in Abb. 6/7) muss größer als der Mindestkurzschlussausschaltstrom  $I_{aHHmin}$  der HH-Sicherung sein ( $I_{aHHmin}$  ist in den Datenblättern der HH-Sicherungen zu finden;  $I_B > I_{aHHmin}$ )
- In der Schaltanlage muss eine geprüfte Kombination von HH-Sicherung und Vakuumschütz eingesetzt werden, die für die geforderten Beanspruchungsgrößen (insbesondere hinsichtlich thermischer und dynamischer Kurzschlussströme) geeignet ist. Dies wird üblicherweise durch den Hersteller der Schaltanlagen für die vorgesehene Kombination nachgewiesen. Die zulässigen Werte sind meist in den technischen Daten der jeweiligen Schaltanlage zu finden.

Minimale Bemessungsspannung $U_r$ in kV für	Maximale Netzspannung $U_s$					
	3,6 kV	7,2 kV	12 kV	17,5 kV	24 kV	36 kV
Netz mit starr geerdetem Sternpunkt	3	6	9	15	18	27
Netz mit isoliertem Sternpunkt oder für Dreieckswicklung	6	9	15	24	30	45
Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung	3	9	12	15	21	33
Netz mit Erdschlusskompensation	6	9	15	24	30	45

Tab. 6/8: Auslegung der Bemessungsspannung  $U_r$  für Überspannungsableiter gemäß IEC 60099-4

Sicherungen mit speziell für einen Motor ausgelegter Strom-Zeit-Charakteristik sollten wegen ihrer geringen Verlustwärme bevorzugt werden. Die Hersteller von Schaltanlagen mit Vakuumschütz-Sicherungs-Kombi-

nation bieten Kurven oder Tabellen für die Auswahl geeigneter Sicherungen an, die Anlaufzeit, Starthäufigkeit und Motoranlaufstrom des zu schützenden Motorabzweigs berücksichtigen.

Anzahl der Anläufe pro Stunde	K-Faktor
2	0,59
4	0,53
8	0,48
16	0,43
32	0,39

Tab. 6/9: K-Faktoren für Motor-HH-Sicherungen von SIBA [6.1]

Um die Zusammenhänge aufzeigen zu können, wird keine HH-Sicherung aus einer vom Hersteller gegebenen Tabelle ausgewählt, sondern die Kennlinien in ein Zeit-Strom-Diagramm aufgetragen. Dabei ist allerdings noch der Einfluss der Motoranlaufzeit und der Anlaufhäufigkeit zu berücksichtigen. In IEC 60644 wird dementsprechend der *K*-Faktor definiert, der diesen Einfluss auf die Belastbarkeit der HH-Sicherung beschreibt (nach IEC 60644 wird eine zulässige Schmelzkennlinie des Sicherungseinsatzes durch Multiplikation der Stromwerte auf der Stromkennlinie mit dem *K*-Faktor spezifiziert).

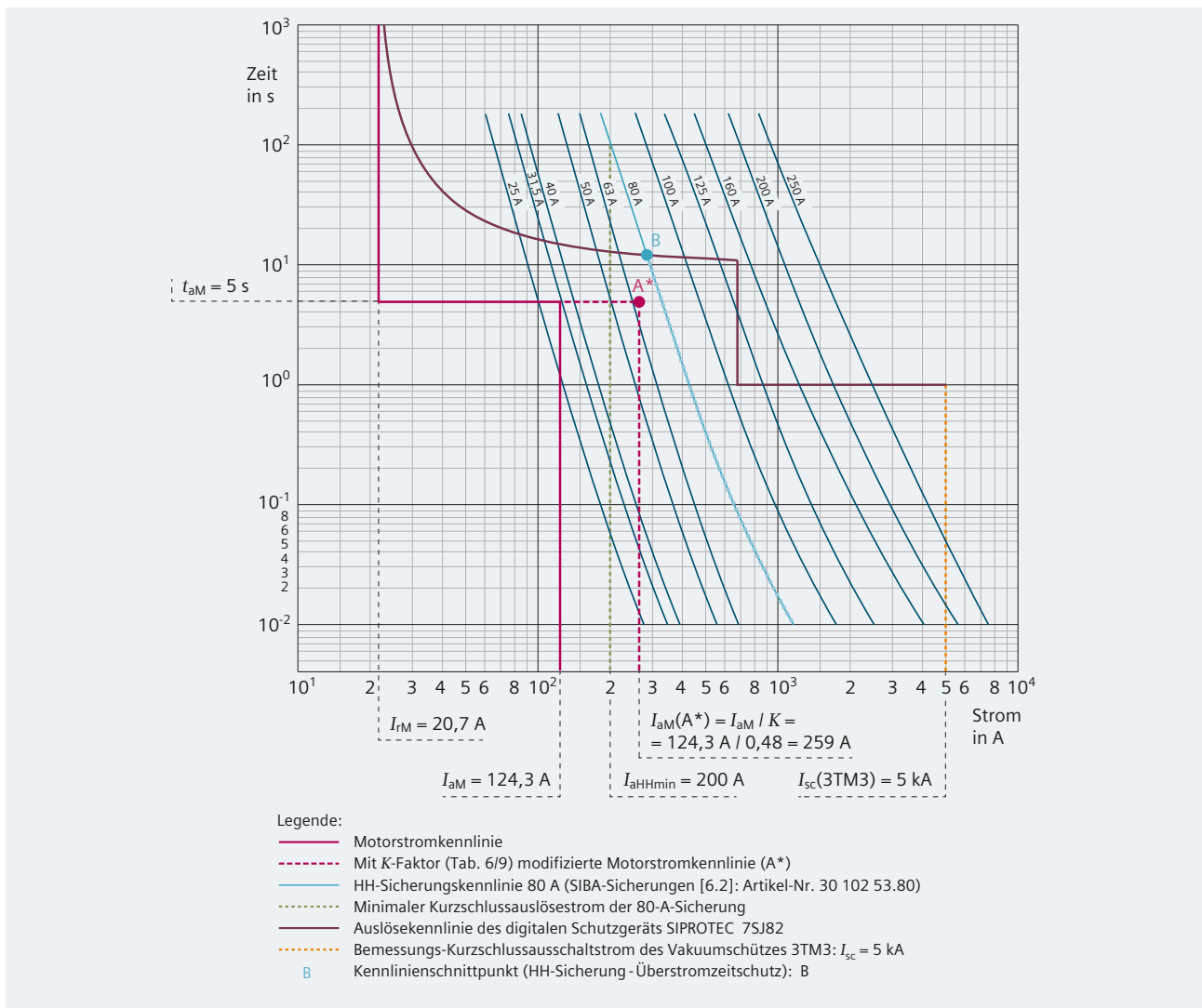


Abb. 6/7: Kennliniendiagramme zur Auswahl einer geeigneten Kombination von Schutzgeräten für den Motor M4



In Tab. 6/9 sind *K*-Faktoren für SIBA-HH-Sicherungen [6.1] angegeben.

Für die *K*-Faktoren der Motoren M4 gilt:

- Motoranlaufzeit kleiner 10 s
- Anlaufhäufigkeit maximal 6 Starts pro Stunde
- Maximal 2 unmittelbar aufeinanderfolgende Starts.

Um das Zusammenwirken von Motorstart, HH-Sicherung und Überstromzeitschutz bei der Dimensionierung einer geeigneten Kombination für den Motorabzweig M4 zu veranschaulichen, sind in Abb. 6/7 die Kennlinien von Motor, HH-Sicherung, Überstromzeitschutz und Vakuumschütz aufgetragen, sowie wichtige Punkte für die Auswahl kenntlich gemacht. Zugehörige Geräteparameter und Berechnungen für die Auswahl passend zu Motor M4 sind ebenfalls in Abb. 6/7 angegeben.

## 6.6 Motorstart mit Blocktransformator

Für einzelne Mittelspannungsmotoren kann, durch die Anbindung des Motors an einen Blocktransformator als kostengünstigere Motorstartvariante, unter Umständen der Einsatz eines Sanftstarters oder eines Frequenzumrichters umgangen werden. Zum Beispiel, wenn im normalen Betrieb keine Motorregelung nötig sein sollte. Wenn im Anlauf eine niedrigere Spannung als die Motorbemessungsspannung anliegt, reduziert sich auch der Anlaufstrom, der vom speisenden Netz zur Verfügung gestellt werden muss. Durch das Übersetzungsverhältnis des Blocktransformators reduziert sich der überspannungsseitige Strom am Transformator quadratisch und damit auch die Rückwirkungen des Motoranlaufs auf das Netz. Zu überprüfen ist, ob der Blocktransformator ausreicht, den Spannungsfall im Motoranlauf auf das gewünschte Maß zu beschränken.

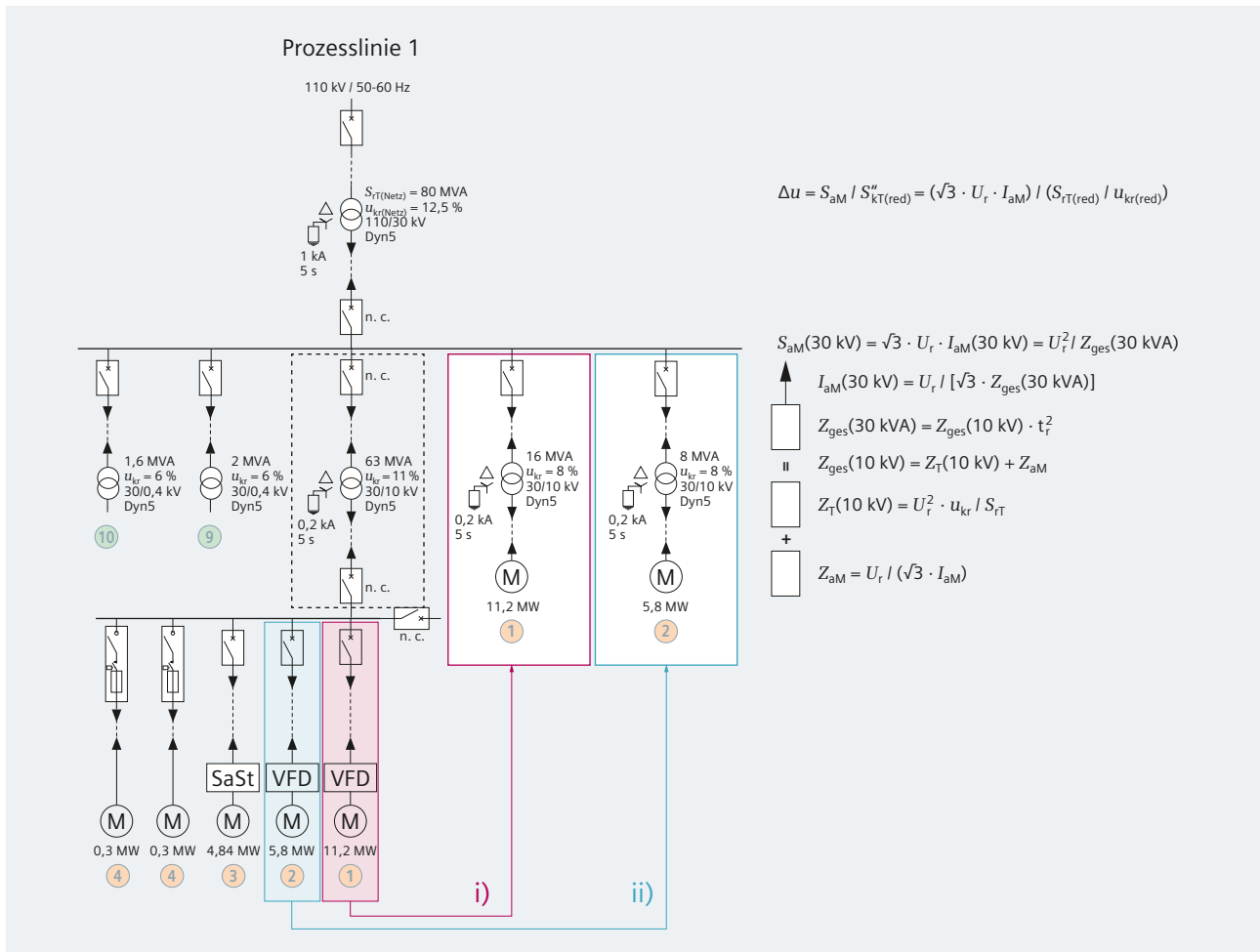


Abb. 6/8: Single-Line-Diagramm für die Anbindungen der beiden Beispielmotoren und Ersatzdiagramm zur Bestimmung von Impedanzen und Spannungsfall in Tab. 6/10

1

2

3

4

5

6

7

	i) Motor 1	ii) Motor 2
Wirkleistung $P_{rM}$	11,2 MW	5,8 MW
Anlauffaktor $s_M$	6	6
Bemessungsstrom $I_{rM}$	773,5 A	400,6 A
Motorimpedanz $Z_{aM}$	1,244 $\Omega$	2,402 $\Omega$
Daten Blocktransformator	$S_{rT} = 16 \text{ MVA}; u_{kr} = 8 \%$	$S_{rT} = 8 \text{ MVA}; u_{kr} = 8 \%$
Transformatorimpedanz $Z_T$	0,5 $\Omega$	1 $\Omega$
Gesamtimpedanz (US-seitig) $Z_{ges}(10 \text{ kV})$	1,744 $\Omega$	3,402 $\Omega$
Gesamtimpedanz (OS-seitig) $Z_{ges}(30 \text{ kV})$	15,70 $\Omega$	30,62 $\Omega$
Motoranlaufleistung (OS-seitig) $S_{aM}(30 \text{ kV})$	57,32 MVA	29,39 MVA
Daten Netztransformator	$S_{rT(\text{Netz})} = 80 \text{ MVA}; u_{kr(\text{Netz})} = 12,5 \%$	
Kurzschlussleistung des Netztransformators $S_{kT(\text{Netz})}''$	640 MVA	
Berechnung Spannungsfall	$\Delta u = S_{aM} / S_{kT}'' = (\sqrt{3} \cdot U_r \cdot I_{aM}) / (S_{rT} / u_{kr})$	
Spannungsfall $\Delta u$	8,96 %	4,59 %
Berechnung Motoranlaufspannung mit Blocktransformator $U_{aM}(10 \text{ kV})$	$I_{aM}(10 \text{ kV}) = U_r / [\sqrt{3} \cdot Z_{ges}(10 \text{ kV})] \rightarrow U_{aM}(10 \text{ kV}) = \sqrt{3} \cdot I_{aM}(10 \text{ kV}) \cdot Z_{aM}$	
Motoranlaufspannung $U_{aM}(10 \text{ kV})$	7.133 V	7.061 V
Relatives Drehmoment $\Delta M \sim [U_{aM}(10 \text{ kV}) / U_r]^2$	51 %	50 %

Tab. 6/10: Ergebnisse der Beispielrechnungen für den Einsatz eines Blocktransformators

Ebenfalls ist zu beachten, dass sich das Anlaufmoment quadratisch mit dem Motorstrom beziehungsweise der Motorspannung verringert. Falls der Spannungsfall eingehalten wird, muss also überprüft werden, ob das Anlaufmoment und die Dauer des Anlaufs ausreichen, um den normalen Motorbetrieb problemlos zu erreichen.

Für die Beispielrechnungen zum Blocktransformator werden die beiden großen Motoren betrachtet, die über Frequenzumrichter betrieben werden sollen. Für die Überprüfung des Motoranlaufmoments wird angenommen, dass 50 % des maximalen Anlaufmoments ausreichen. Aufgrund der quadratischen Abhängigkeit (Drehmoment  $M \sim$  Motoranlaufspannung  $U_{aM}^2$ ) darf die Klemmenspannung am Motor nicht unter 71 % der Bemessungsspannung absinken.

Abb. 6/8 zeigt schematisch die Anbindung der beiden Beispielmotoren 1 und 2 in die 30-kV-Ebene über einen Blocktransformator. Die Auswirkungen auf den weiteren Netzaufbau (z. B. in Abb. 6/8 gestrichelt für den 63-MVA-Transformator 30 kV/10 kV) werden nicht betrachtet. Die Ergebnisse sind in Tab. 6/10 angegeben.

Bezüglich der Vorgabe, dass das Anlaufmoment des Motors mindestens 50 % des nominalen Betriebsmoments überschreiten muss, könnten beide Motoren über einen Blocktransformator gestartet werden. Allerdings ist die Netzurückwirkung durch den Anlauf des großen Motors 1

(Hauptluftkompressor MAC) mit 8,96 % für den Spannungsfall auf der 30-kV-Ebene, zu groß, verglichen mit der Vorgabe von maximal 5 %. Der Motor 2 dagegen kann über einen Blocktransformator mit den Daten von Abb. 6/8 mit einem zulässigen Spannungsfall von 4,59 % gestartet werden. Im Weiteren wird aber wieder vom ursprünglichen Konzept mit der Anbindung dieser beiden Motoren über Frequenzumrichter ausgegangen.

## 6.7 Generatorschutz

Für alle Siemens-Leistungsschalter werden grundsätzlich Typprüfungen nach IEC 62271-100 durchgeführt. Die Generator-Leistungsschalter sind zusätzlich nach IEC/IEEE 62271-37-013 geprüft. Dieser Standard für Generatoren über 10 MVA berücksichtigt die erhöhten Anforderungen, denen die Leistungsschalter beim Schalten von Generatoren (Abb. 6/9) ausgesetzt sind:

- Bei generatorgespeisten Fehlern: hohe Gleichstromkomponenten und die daraus resultierenden ausbleibenden Nulldurchgänge
- Bei netzseitig gespeisten Fehlern: höhere TRV-Steilheiten (Flankensteilheit der Einschwingspannung)
- Höhere Prüfspannungspegel.

Die besonderen Anforderungen führen zu einer speziellen Konstruktion und Auslegung der Generatorschalter. Herkömmliche Leistungsschalter werden diesen

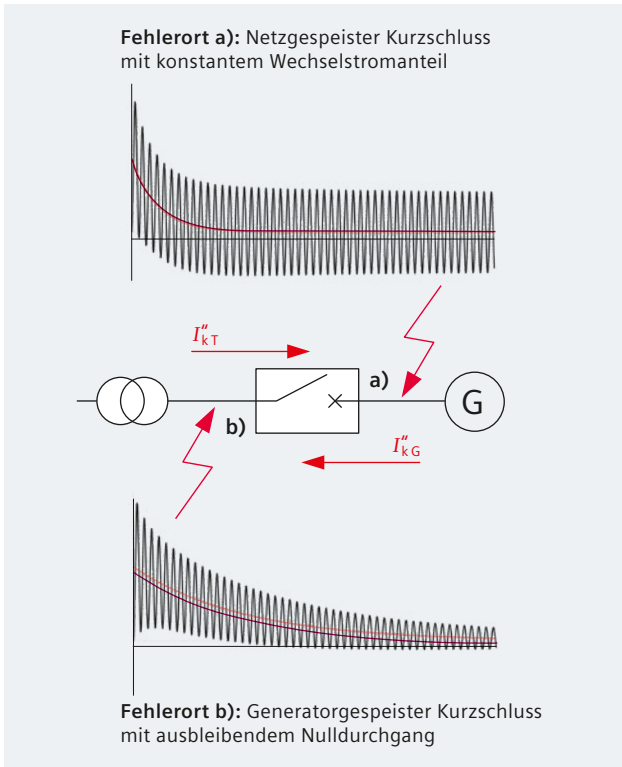


Abb. 6/9: Kurzschlussbeanspruchung eines Generatorschalters bei a) Speisung über Transformator b) Speisung über Generator

Anforderungen üblicherweise nicht gerecht. Auswahlkriterien für den Generatorschalter sind:

- Bemessungsspannung
- Bemessungsstrom
- Verhalten bei netzseitig gespeistem Kurzschluss
- Verhalten bei generatorseitig gespeistem Kurzschluss.

Dazu wird eine Berechnung der Kurzschlussströme unter Berücksichtigung der beiden Fehlerorte (netzseitig – generatorseitig) und Betriebszustände der Anlage durchgeführt. Am besten erfolgt eine Abstimmung zwischen Generatorhersteller und Leistungsschalterhersteller. Wesentliche, zu überprüfende Kenndaten der Leistungsschalter sind:

- Gleichstromkomponente des Kurzschlussausschaltstroms
- Asymmetrischer Ausschaltstrom.

Das Leistungsvermögen der Vakuum-Leistungsschalter für Generatorschaltanwendungen reicht typabhängig bis zu Bemessungsströmen von 14 kA, Scheinleistung bis 500 MVA, Bemessungsspannungen bis 24 kV und Bemessungs-Kurzschlussausschaltstrom  $I_{sc}$  bis 110 kA. Für die beiden 16-MVA-Generatoren der LZA werden Leistungsschalter des Typs SION 3AE2185 eingesetzt. Die technischen Daten können der Broschüre [6.3] entnommen werden, ebenso wie für weitere Schaltertypen.

## 6.8 Netzschutzkonzept sowie Energiemanagement

Messgeräte, digitale Schutzgeräte, Strom- und Spannungswandler sowie Auswerte- und Steuergeräte müssen aufeinander abgestimmt werden. Dabei sind sowohl die Netzanschlussbedingungen (siehe Kap. 4) als auch die betriebseigenen Anforderungen zu beachten. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden das Netzschutzkonzept und das Messkonzept für ein Energiemanagement getrennt beschrieben. Als zentrale Verbindungsstelle werden der SICAM A8000 Process Controller mit dem Microgrid Controller zur Aussteuerung der Eigenerzeugungsanlagen für beide LZA-Prozesslinien vorgesehen. Für die beiden Prozesslinien sind die Einrichtungen gespiegelt und durch die Kommunikationsverknüpfung kann die Redundanz bei der Aussteuerung dieser wichtigen Komponenten gewährleistet werden.

### i) Netzschutzkonzept

Bei der Entwicklung des Schutzkonzepts ist folgendermaßen vorzugehen:

1. Schutzziele spezifizieren, die sich aus dem Aufbau der Verteilung sowie projektspezifischen und betriebsbedingten Anforderungen ergeben (z. B. Schalterstellungen bei vorgegebenen Betriebsweisen der Anlage, Generatorfahrweisen)
2. Auswahl der Schutzgeräte entsprechend den einzelnen Schutzziele (z. B. Transformator, Generator, Motor, Leitung) und der geeignetsten Schutzart (z. B. UMZ, Differentialschutz, Distanzschutz)
3. Dimensionierung und Auswahl geeigneter Schutzstromwandler.

Zusätzlich hat die Sternpunktterdung wesentlichen Einfluss auf das Schutzkonzept, die zu wählenden Schutzfunktionen (z. B. empfindliche Erdfehlererfassung, Richtungserkennung), die Auswahl und Auslegung der Schutzstromwandler (zum Beispiel Summenstromwandler zur Erfassung kleiner Erdfehlerströme in isolierten und kompensierten Netzen, Spannungswandler für Richtungserkennung).

Für den mittelspannungsseitigen Netzschutz im elektrischen Energieverteilungskonzept werden digitale Schutzrelais genutzt. Abhängig vom Anwendungsfall werden SIPROTEC 5-Geräte vorgesehen, wie in Abb. 6/10 gezeigt. Die Schutzfunktionen der einzelnen Geräte werden entsprechend der Nummerierung in Abb. 6/10 in Tab. 6/11 aufgelistet.

1

2

3

4

5

6

7

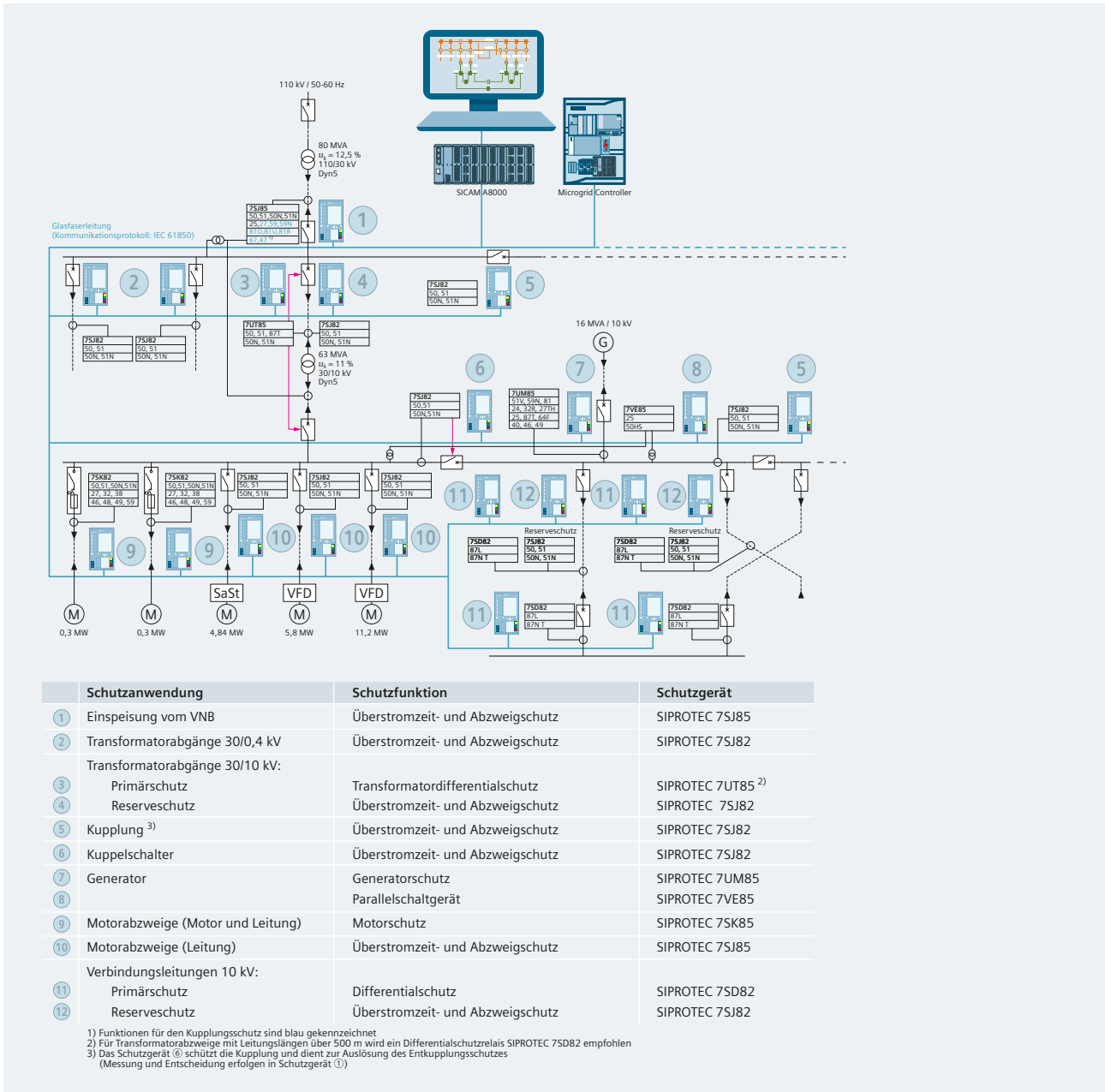


Abb. 6/10: Hauptkomponenten, Schutzfunktionen und Verknüpfungen im Netzschutzkonzept für die LZA (rote Pfeile kennzeichnen Leistungsschalter, die vom Schutzgerät ausgelöst werden können)

Grundlage für die Dimensionierung und Auswahl der Schutzstromwandler bilden die Norm IEC 61869-2 und die Anwendungsrichtlinie IEC/TR 61869-100. Die Anforderungen an die Schutzstromwandler werden vom jeweiligen Schutzgerät vorgegeben und sind in den entsprechenden Handbüchern (z. B. für SIPROTEC 5) zu finden.

Um das sekundärseitig angeschlossene Schutzgerät nicht zu beschädigen, muss der Stromwandler rechtzeitig in Sättigung gehen. Er darf aber auch nicht zu früh in Sättigung gehen, damit das lineare Übersetzungsverhältnis nicht zu früh verloren geht und unzulässige Fehler entstehen (Abb. 6/11). Da die Stromwandlerdimensionierung schnell komplex wird, bietet Siemens dafür das PC-Tool CTDim an. Zusätzlich unterstützen die TIP-Fachberater gern bei der Stromwandlerauslegung.

ANSI	Funktion	Abk.
24	Übererregungsschutz	U/f
25	Synchrocheck, Synchronisierungsfunktion	Sync
27	Unterspannungsschutz	U<
27TH	Ständererdschlussschutz mit 3. Harmonischer	U03.H<
32R	Rückleistungsschutz	-P<
40	Untererregungsschutz	1/xd
46	Gegensystem-Überstromzeitschutz, Schieflastschutz	I2>, I2 <sup>2</sup> t>
47	Überspannungsschutz, Gegensystem	U2>
49	Thermischer Überlastschutz	θ, I <sup>2</sup> t
50/51	Überstromzeitschutz, Phasen	I1>
50N/51N	Überstromzeitschutz, Erde	IN>
51V	Spannungsabhängiger Überstromzeitschutz	t=f(I,U)
59/59N	Überspannungsschutz: „3-phasig“ oder „Nullsystem U0“ oder „Mitsystem U1“ oder „Universal Ux“	U>
64F	Läufererdschlussschutz	IRE>, RRE<
67	Gerichteter Überstromzeitschutz, Phasen	I>, <(U,I)
81	Frequenzschutz: „f>“ oder „f<“ oder „df/dt“	f<>; df/dt<>
81O	Überfrequenzschutz	f>
81R	Frequenzänderungsschutz	df/dt<>
81U	Unterfrequenzschutz	f<(AFE)
87N T	Erdfehlerdifferentialschutz	ΔIN
87T	Transformatordifferentialschutz	ΔI

Tab. 6/11: Schutzfunktionen der SIPROTEC-Geräte für das LZA-Schutzkonzept mit ANSI-Code (IEEE C37.2) und Funktionsabkürzungen (IEC 60617); weitere Gerätefunktionen und Näheres dazu sind in [6.4] und [6.5] zu finden

ii) **Messkonzept und Energiemanagementsystem**

Für die Energietransparenz im Verteilnetz werden Messwerte erfasst, in den drei Ebenen:

- Einspeisung
- Verteilung
- Verbraucherabzweige.

An der Einspeisung, dem Netzanschlusspunkt (PoC) zum Kunden, wird vom Messstellenbetreiber die bezogene beziehungsweise die gegebenenfalls in das Verteilnetz zurückgespeiste Energie gemessen [5.1]. Für die LZA ist keine Rückspeisung der Eigenerzeugungsanlagen in das Netz vorgesehen.

Um die Daten, die der Messstellenbetreiber dem Anlagenbetreiber zur Verfügung stellt, überprüfen zu können und umfangreichere Informationen zu erhalten, kann der Kunde zusätzliche Kontrollmessungen durchführen. Für solche Kontrollmessungen eignen sich Messgeräte mit Netzanalysefunktionen. Die Messgeräte können folgende Werte liefern:

- Summenenergie über die drei Phasen
- Energiewerte je Phase: Wirk- und Blindanteil
- Leistungswerte je Phase: Wirk- und Blindanteil
- Wirkfaktoren je Phase und als Summe

- Leistungsfaktoren je Phase und als Summe
- Oberschwingungsanteile von Spannung (THDU) und Strom (THDI) je Phase und als Summe
- Flicker etc. (geräteabhängig).

Aufgrund des eigenen Mittelspannungsnetzes nach der Einspeisung durch den VNB kann die Kontrollmessung selbstverständlich auf der Mittelspannungsebene des Nutzers erfolgen.

Für das in Abb. 6/12 gezeigte Messkonzept werden entsprechend den Anforderungen der verschiedenen Ebenen die Messgeräte SICAM Q100, P850 und P50 von Siemens genutzt.

Typische Messgrößen der drei Erfassungsebenen [5.1] sind:

1. Einspeisung – Übergabe-/Kontrollmessung: Wirk-/Blindenergie, Wirk-/Schein-/Blindleistung, Frequenz, Spannungen, Ströme, Wirkfaktoren (cos φ), Leistungsfaktoren (Lambda), Oberschwingungsanteile (THD) und weitere Netzqualitätsfaktoren
2. Einspeisung – Eigenerzeugung: Wirkenergie, Wirk-/Blindleistung, Spannungen, Ströme, Frequenz, Wirkfaktoren

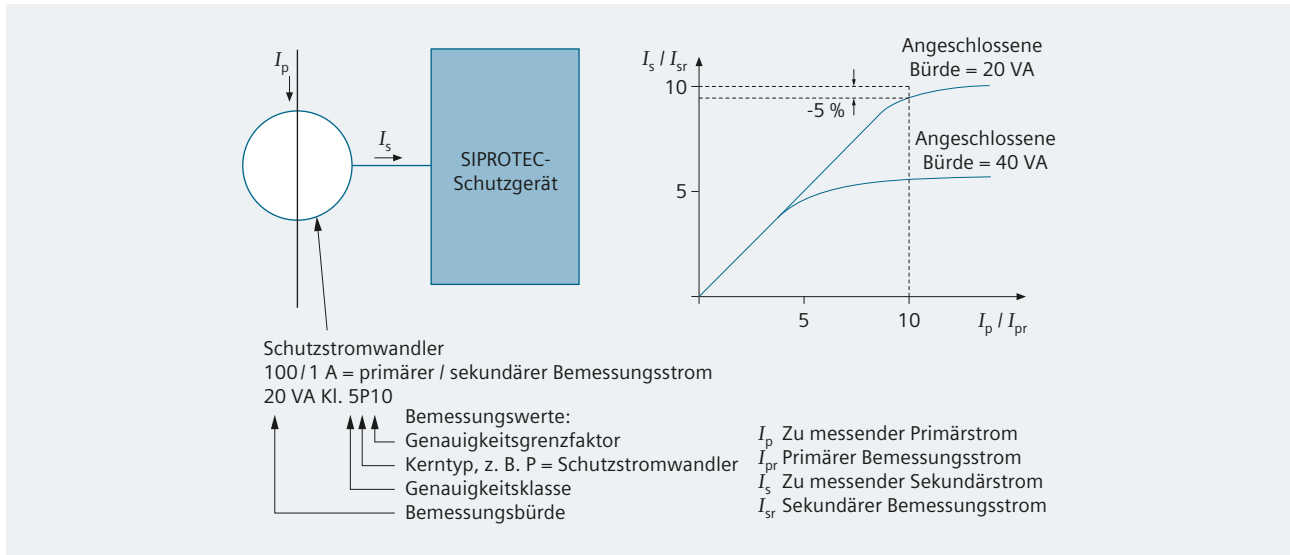


Abb. 6/11: Klassifizierung von Schutzstromwandlern nach IEC 61869-2 und Stromwandlersättigung bei unterschiedlichen Bürden

3. Verteilungsebenen und Transformatoren:  
Ströme, Wirkfaktoren, Leistungsfaktoren, Oberschwingungsanteile der Ströme
4. Verbraucherebene:  
Messungen sind von den Lastanforderungen abhängig (siehe [5.1]); zumindest werden üblicherweise Wirk-/Blindleistung und Ströme gemessen.

Zusätzlich sind stets die Auswertung, Analyse und Beurteilung der Messdaten, insbesondere zur Netzqualität, zu bedenken. Durch Früherkennung von Anomalien lassen sich Störungen und Schäden vermeiden. Darum sollten die Messgeräte in der Lage sein, die Grunddaten für eine Netzqualitätsanalyse bereitzustellen. Siemens bietet mit Power Quality Analytics (PQA) eine entsprechende Dienstleistung an, bei der eine Durchsprache von Experten mit dem Kunden das Kernstück der Beurteilung bildet.

Das Multifunktionsmessgerät SICAM Q100 wird zur Erfassung, Visualisierung, Analyse und Übertragung elektrischer Messgrößen, wie zum Beispiel Wechselstrom, Wechselspannung, Frequenz, Leistung, Harmonische eingesetzt. Die Erfassung, Verarbeitung und Genauigkeit der Messgrößen und Ereignisse entspricht der Norm IEC 61000-4-30 Klasse A zur Messung der Netzqualität. Neben der Überwachungsfunktion bietet das Gerät eine kombinierte Aufzeichnungs- und Analysefunktion: Messwerte können durch verschiedene Schreiber (z. B. Netzqualitäts- und Störschreiber) in parametrierbaren Zeitabständen aufgezeichnet werden. Langzeitdaten und -ereignisse werden direkt im Gerät ausgewertet und

gemäß Netzqualitätsnormen (z. B. EN 50160) als Bericht dargestellt.

SICAM P850 sind multifunktionale Geräte zur Erfassung, Darstellung und Übertragung gemessener elektrischer Größen wie Wechselstrom, Wechselspannung, Leistungsarten, Harmonischen, etc. Die Messgrößen können über die Kommunikationsschnittstellen zu einem PC und zur Leittechnik ausgegeben oder auf einem optionalen Display angezeigt werden.

Zusätzlich zur Überwachungsfunktion bietet SICAM P850 als All-in-one-Gerät mit internem 2 GB-Speicher neue Schreibfunktionalitäten:

- Sinusaufzeichnung und -erfassung mit Spannungs- und Stromtriggereinstellungen in COMTRADE
- Aufzeichnung von Mittel-, Minimal- und Maximalwerten in flexiblen Intervallen unterschiedlicher Netzparameter in CSV
- Flexibler Datenexport in CSV- und/oder COMTRADE-Formaten.

Mit dem im Gerät integrierten Webserver erfolgt die Parametrierung und Messwertausgabe über HTML-Seiten auf dem angeschlossenen PC/Notebook. Bei Geräten mit Display ist auch eine Parametrierung über die Funktionstasten auf der Frontseite sowie eine Messwertausgabe über das Display möglich.

Das SICAM P50 ist ein Power Meter mit graphischem Display und Hintergrundbeleuchtung für Schaltschrank-einbau oder standardmäßige Hutschienenmontage zur

Erfassung und/oder Anzeige von Messwerten in elektrischen Stromversorgungsnetzen. Mehr als 100 Messgrößen können erfasst werden, wie zum Beispiel Effektivwerte von Spannungen (Leiter-Leiter und/oder Leiter-Erde), Strömen, Wirk-, Blind- und Scheinleistung sowie -energie, Leistungsfaktor, Phasenwinkel, Oberschwingungsströme und -spannungen, Oberschwingungsanteile (THD) pro Leiter plus Frequenz und Symmetriefaktor, Energie sowie externe Signale und Zustände.

Weitere Geräteeigenschaften sind:

- Einfache Parametrierung mit der Parametriersoftware SICAM P Manager sowie über die Fronttasten
- Hintergrundbeleuchtetes Grafikdisplay mit bis zu 20 programmierbaren Screens
- Echtzeituhr, sodass Messwerte und Zustände mit Zeitstempel aufgezeichnet werden können
- 1-MB-Speicher inklusive Speicherverwaltung
- Aufzeichnung und Anzeige von Grenzwertverletzungen und Log-Einträgen

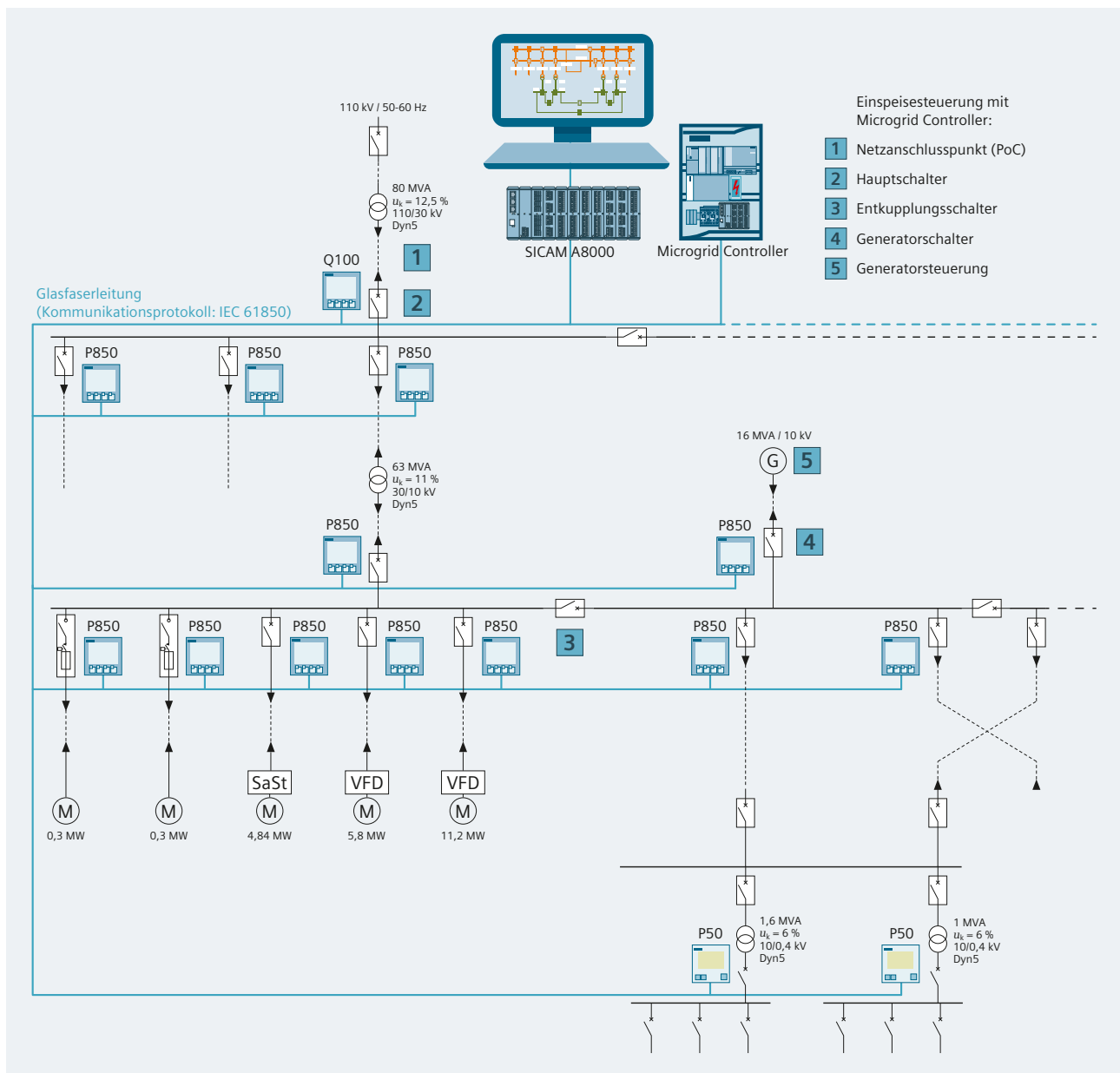


Abb. 6/12: Messkonzept für ein Energiemanagement der LZA und Einspeisesteuerung mit dem Microgrid Controller

- Integrierte Batterie für Aufzeichnungen: Zum Beispiel gehen Grenzwertverletzungen oder Energiewerte (Zählerwerte) auch bei einem Ausfall der Hilfsenergie nicht verloren, sondern bleiben im Messwertspeicher bis zu 3 Monate verfügbar.

1 Weitere technische Daten und Eigenschaften der SICAM-Geräte können dem Produktkatalog [6.6] entnommen werden.

2 Der Microgrid Controller (Abb. 6/13) als Applikation für ein Energiemanagementsystem (PMS) überwacht und steuert das elektrische Energieverteilungssystem auf den verschiedenen Spannungsebenen einschließlich der VNB-Einspeisung, kundenseitig auf der 30-kV-Transformatorsekundärseite, und den Generatoren auf der 10-kV-Ebene, sowohl während des Normalbetriebs als auch bei Fehlerzuständen. Im Falle einer Stromversorgungsunterbrechung in der Einspeisung oder der Generatoren muss das System eine schnelle Umschaltung der als vorrangig eingestuften Verbraucher auf die verfügbare Stromversorgung einleiten. Dadurch sollen die Auswirkungen auf die normalen Produktionsabläufe in der Anlage minimiert werden. Funktionell muss das PMS sowohl einen automatischen Betrieb als auch einen nutzergeführten Betrieb ermöglichen.

3 Für die LZA muss der Microgrid Controller automatisch gewährleisten, dass keine Rückspeisung der Generatoren in das einspeisende Netz erfolgt und die Generatoreinspeisung entsprechend den Betriebsbedingungen optimal geregelt wird. Die Netzanschlussbedingungen des VNB müssen erfüllt werden. Diese orientieren sich, wie in Kap. 4.3 beschrieben, an nationalen Vorgaben, Normen, Gesetzen oder Richtlinien (siehe Abb. 4/5). Grundlage dafür sind internationale Verordnungen und Normen (Kap. 4.3), die einen anerkannten Stand der Technik widerspiegeln.

4 Für die Einspeisesteuerung über den Microgrid Controller werden im Netzschutz- und Messkonzept der LZA die in Abb. 6/12 mit blauen Kästchen versehenen Messpunkte und Schaltgeräte – entsprechend Abb. 4/10 – gewählt. Die Verknüpfung des Microgrid Controllers mit der Generatorregelung wird als eigenes Kästchen (5) schematisch dargestellt. Natürlich kann über ein Bedieninterface (HMI) auf den Microgrid Controller zugegriffen werden.



Abb. 6/13: Automatisierungsbox als Systemapplikation des Microgrid Controllers

## 6.9 Frontansichten und Raumplanung der Mittelspannungsschaltanlagen

Nach der Dimensionierung von Schalt- und Schutzgeräten für die Mittelspannungsschaltanlagen in der 30-kV-Ebene und der 10-kV-Ebene können Abmessungen, Gewichte und Aufstellverhältnisse bestimmt werden. Eine wichtige Hilfe ist dabei das Projektierungs-Tool SIMARIS project. Während die Frontansicht der Mittelspannungsschaltanlage 8DA für die 30-kV-Ebene mit allen Schaltfeldern in Abb. 6/14 dargestellt ist, wird die Mittelspannungsschaltanlage NXAIR für die Prozessverteilung in der 10-kV-Ebene in Abb. 6/15 nur zu gut einer Hälfte gezeigt, da sich die gestrichelt markierten Schaltfelder gespiegelt wiederholen. Die kleineren Mittelspannungsschaltanlagen NXPLUS C der beiden Prozesslinien sind gleich aufgebaut, sodass die Darstellung einer davon ausreicht (Abb. 6/16).



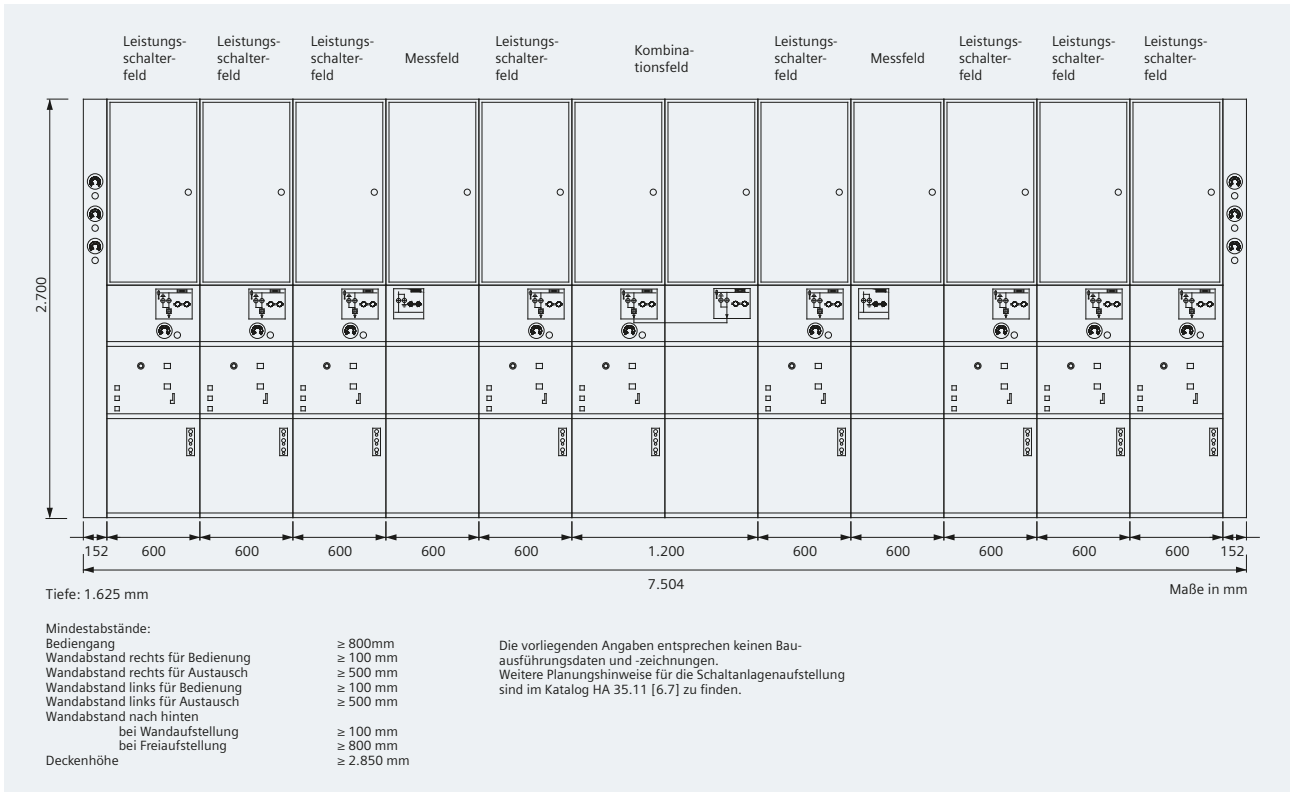


Abb. 6/14: Frontansicht und Angaben zur Aufstellung für die 30-kV-Schaltanlage 8DA

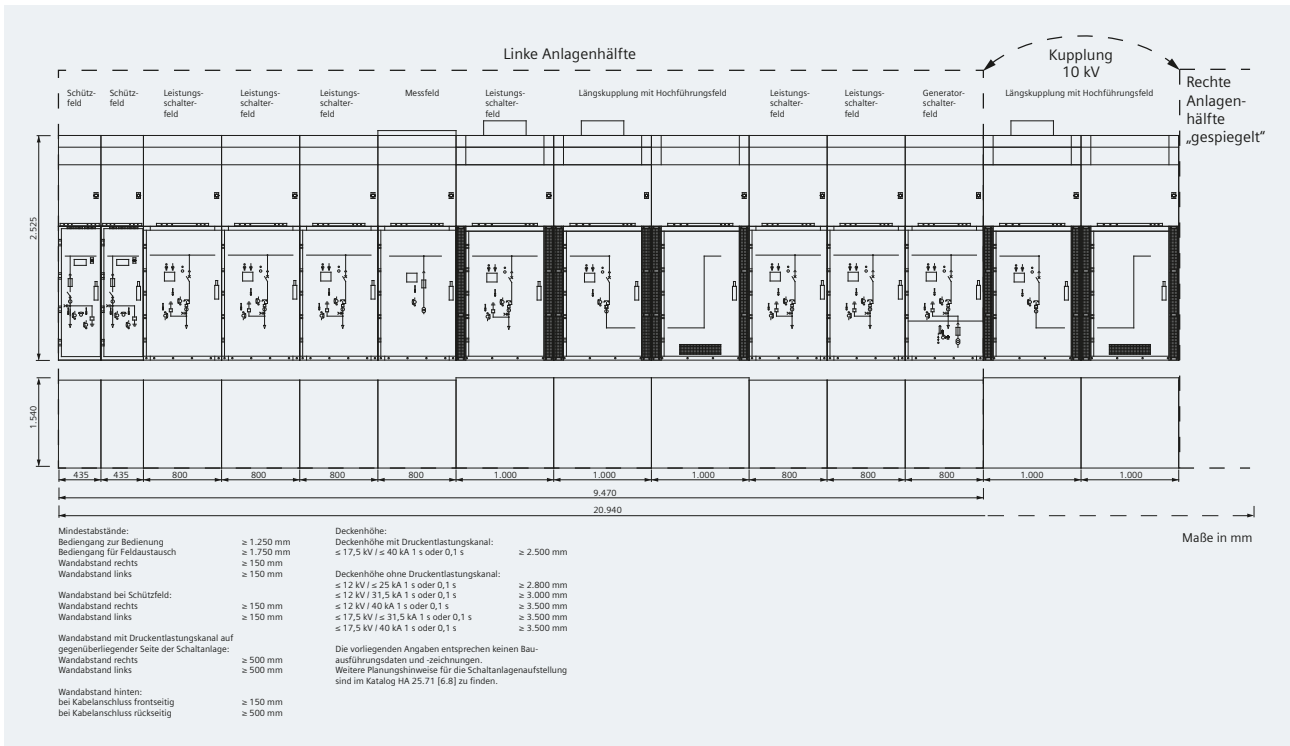


Abb. 6/15: Frontansicht einer Anlagenhälfte plus Längskupplung und Angaben zur Aufstellung für die 10-kV-Schaltanlage NXAIR

1

2

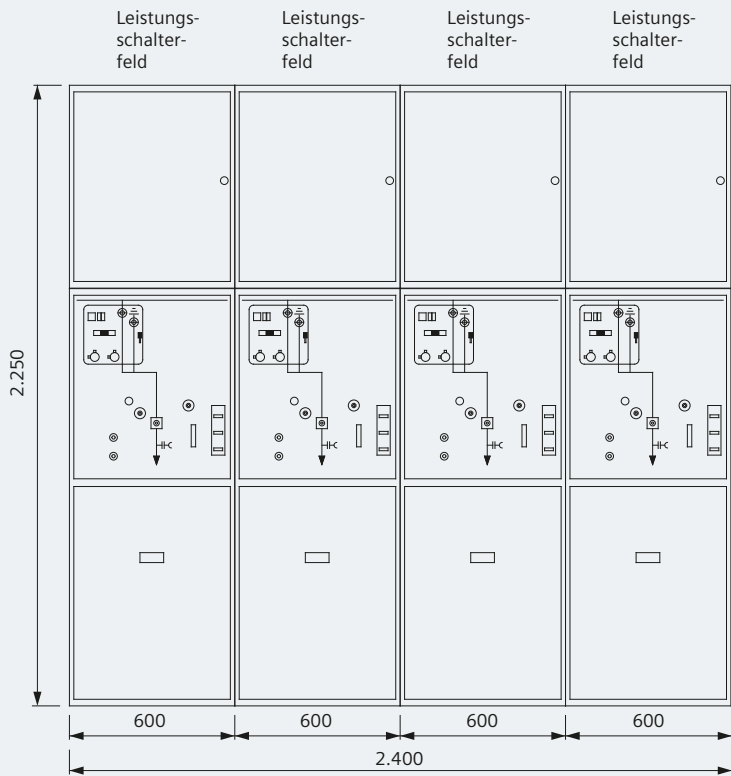
3

4

5

6

7



Tiefe: 1.225 mm Maße in mm

Wandabstände:

- Wandabstand hinten ≥ 50 mm
- Wandabstand rechts ≥ 50 mm
- Wandabstand links ≥ 50 mm
- Bediengang ≥ 800 mm
- Bediengang bei Erweiterung (600 mm Felder) ≥ 1.400 mm
- Bediengang bei Erweiterung (900 mm Felder) ≥ 1.600 mm

Deckenhöhe: ≥ 2.500 mm

Mindesttüröffnungen für Transport:

Feldbreite	Anlagentiefe	Anlagenhöhe	Lichte Türöffnung [B x H]
600 mm	1.100 mm - 1.225 mm	2.250 / 2.650 mm	900 mm x 2.500 mm
900 mm	1.225 mm	2.250 <sup>*)</sup> / 2.650 mm	1.200 mm x 2.500 mm

\*) Spoiler wird nicht montiert mitgeliefert

Die vorliegenden Angaben entsprechen keinen Bauausführungsdaten und -zeichnungen. Weitere Planungshinweise für die Schaltanlagenaufstellung sind im Katalog HA 25.71 [6.8] zu finden.

Abb. 6/16: Frontansicht und Angaben zur Aufstellung für eine Mittelspannungsschaltanlage NXPLUS C



# Kapitel 7

## Anhänge

7.1	Liste der aufgeführten Normen	122
7.2	Abkürzungsverzeichnis	125
7.3	Literaturverzeichnis	127
7.4	Einheitensystem	129



# 7 Anhänge

1

2

3

4

5

6

7

## 7.1 Liste der aufgeführten Normen

Normen, Richtlinien, Verordnungen	Jahr	Titel national	Titel englisch
2009/714/EU	2009	Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (Vorgänger von 2019/943/EU)	Conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity (Predecessor of 2019/943/EU)
2014/30/EU	2014	Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit	Harmonisation of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility
2014/53/EU	2014	Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung von Funkanlagen auf dem Markt	Harmonisation of the laws of the Member States relating to the making available on the market of radio equipment
2015/1222/EU	2015	Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement	Establishing a guideline on capacity allocation and congestion management
2016/631/EU	2016	Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger	Network code on requirements for grid connection of generators
2018/2002/EU	2018	Energieeffizienz	Energy efficiency
2019/943/EU	2019	Elektrizitätsbinnenmarkt	Internal market for electricity
2019/944/EU	2019	Gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt	Common rules for the internal market for electricity
AS/NZS 3010 (Australien/Neuseeland)	2017	Electrical installations – Generating sets	
CEI 0-16 (Italien)	2016	Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica	Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution companies
DIN VDE 0100 Bbl. 5	2017	Errichten von Niederspannungsanlagen – Beiblatt 5: Maximal zulässige Längen von Kabeln und Leitungen unter Berücksichtigung des Fehlerschutzes, des Schutzes bei Kurzschluss und des Spannungsfalls	
EN 50549-1	2019	Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen – Teil 1: Anschluss an das Niederspannungsverteilstromnetz bis einschließlich Typ B	Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks – Part 1: Connection to a LV distribution network – Generating plants up to and including Type B
EN 50549-2	2019	Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen – Teil 2: Anschluss an das Mittelspannungsverteilstromnetz für Erzeugungsanlagen bis einschließlich Typ B	Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks – Part 2: Connection to a MV distribution network – Generating plants up to and including Type B
EN 50160	2010	Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen	Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks
ENA G99 (England)	2019	Engineering recommendation: Requirements for the connection of generation equipment in parallel with public distribution networks	
IEC 60038	2012	CENELEC-Normspannungen	CENELEC standard voltages
IEC 60044-7	1999	Messwandler – Teil 7: Elektronische Spannungswandler	Instrument transformers – Part 7: Electronic voltage transformers
IEC 60076-5	2007	Leistungstransformatoren – Teil 5: Kurzschlussfestigkeit	Power transformers – Part 5: Ability to withstand short-circuit
IEC 60076-11	2018	Leistungstransformatoren – Teil 11: Trocken- transformatoren	Power transformers – Part 11: Dry-type transformers
IEC 60099-4	2014	Überspannungsableiter – Teil 4: Metalloxid-ableiter ohne Funkenstrecken für Wechselspannungsnetze	Surge arresters – Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems

Normen, Richtlinien, Verordnungen	Jahr	Titel national	Titel englisch
IEC 60204-1	2016	Sicherheit von Maschinen – Elektrische Ausrüstung von Maschinen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen	Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 1: General requirements
IEC 60364-5-56	2018	Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-56: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Einrichtungen für Sicherheitszwecke	Low-voltage electrical installations – Part 5-56: Selection and erection of electrical equipment – Safety services
IEC 60364-8-1	2019	Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 8-1: Funktionale Aspekte – Energieeffizienz	Low-voltage electrical installations – Part 8-1: Functional aspects – Energy efficiency
IEC 60617	2011	Graphische Symbole für Schaltpläne (Schaltzeichen)	Graphical symbols for diagrams
IEC 60644 ed. 2.1	2019	Anforderungen für Hochspannungs-Sicherungseinsätze für Motorstromkreise	Specification for high-voltage fuse-links for motor circuit applications
IEC 60870-5-103	1997	Fernwirkeinrichtungen und -systeme – Teil 5-103: Übertragungsprotokolle – Anwendungsbezogene Norm für die Informationsschnittstelle von Schutzeinrichtungen	Telecontrol equipment and systems – Part 5-103: Transmission protocols – Companion standard for the informative interface of protection equipment
IEC 60909-0	2016	Kurzschlussströme in Drehstromnetzen – Teil 0: Berechnung der Ströme	Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents
IEC 60947-4-1	2018	Niederspannungsschaltgeräte – Teil 4-1: Schütze und Motorstarter – Elektromechanische Schütze und Motorstarter	Low-voltage switchgear and controlgear – Part 4-1: Contactors and motor-starters – Electromechanical contactors and motor-starters
IEC 60947-4-2	2020	Niederspannungsschaltgeräte – Teil 4-2: Schütze und Motorstarter – Halbleiter-Motor-Steuergeräte, Starter und Sanftstarter	Low-voltage switchgear and controlgear – Part 4-2: Contactors and motor-starters – Semiconductor motor controllers, starters and soft-starters
IEC 61000		Normenreihe zur elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV)	Series of standards: Electromagnetic compatibility (EMC)
IEC 61000-4-30	2015	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 4-30: Prüf- und Messverfahren – Verfahren zur Messung der Spannungsqualität	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods
IEC 61800		Normenreihe drehzahlveränderbare elektrische Antriebe	Series of standards: Adjustable speed electrical power drive systems
IEC 61850		Normenreihe Kommunikationsnetze und -systeme	Series of standards: Communication networks and systems
IEC 61869-2	2012	Messwandler – Teil 2: Zusätzliche Anforderungen für Stromwandler	Instrument transformers – Part 2: Additional requirements for current transformers
IEC 61869-3	2011	Messwandler – Teil 3: Zusätzliche Anforderungen für induktive Spannungswandler	Instrument transformers – Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers
IEC 62271		Normenreihe Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen	Series of standards: High-voltage switchgear and controlgear
IEC 62271-1	2017	Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 1: Gemeinsame Bestimmungen für Wechselstrom-Schaltgeräte und -Schaltanlagen	High-voltage switchgear and controlgear – Part 1: Common specifications for alternating current switchgear and controlgear
IEC 62271-100	2008	Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 100: Wechselstrom-Leistungsschalter	High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alternating-current circuit-breakers
IEC 62271-106	2011	Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 106: Wechselstrom-Schütze, Kombinationsstarter und Motorstarter mit Schützen	High-voltage switchgear and controlgear – Part 106: Alternating current contactors, contactor-based controllers and motor-starters

1

2

3

4

5

6

7

1

2

3

4

5

6

7

Normen, Richtlinien, Verordnungen	Jahr	Titel national	Titel englisch
IEC 62271-110	2018	Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 110: Schalten induktiver Lasten	High-voltage switchgear and controlgear – Part 110: Inductive load switching
IEC/TR 61869-100	2017	Messwandler – Teil 100: Anwendungsrichtlinie für Stromwandler im Netzschutz	Instrument transformers – Part 100: Guidance for application of current transformers in power system protection
IEC/TS 60034-25	2014	Drehende elektrische Maschinen – Teil 25: Wechselstrommaschinen zur Verwendung in Antriebssystemen – Anwendungsleitfaden	Rotating electrical machines – Part 25: A.C. electrical machines when used in power drive systems – Application guide
IEC/TS 62786	2017	Netzanschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen	Distributed energy resources connection with the grid
IEC/IEEE 62271-37-013	2015	Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 37-013: Wechselstrom-Generatorschalter	High-voltage switchgear and controlgear – Part 37-013: Alternating-current generator circuit-breakers
IEEE 141	1993	Empfohlene Praxis für die Elektroenergieverteilung für Industrieanlagen	Recommended practice for electric power distribution for industrial plants
IEEE 1547	2018	IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces	
IEEE 2030	2011	Guide for smart grid interoperability of energy technology an information technology operation with the Electric Power Systems (EPS), end-use applications, and loads	
IEEE C37.2	2008	Electrical power system device function numbers, acronyms, and contact designations	
ISO 9001	2015	Qualitätsmanagementsysteme – Anforderungen	Quality management systems – Requirements
ISO 14001	2015	Umweltmanagementsysteme – Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung	Environmental management systems – Requirements with guidance for use
ISO 50001	2015	Energiemanagementsysteme – Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung	Energy management systems – Requirements with guidance for use
NTS v1.0 (Spanien)	2019	Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631	Technical supervision standard to harmonize electricity generating modules with 2016/631/EU
Q/GDW 480-2015 (China)	2015		Technical rule for distributed resources connected to power grid
Technical regulation 3.2.1 (Dänemark)	2016		Technical regulation 3.2.1 for power plants up to and including 11 kW
Technical regulation 3.2.2 / 3.2.3 / 3.2.5 (Dänemark)	2016/17		Technical regulation 3.2.2 / 3.2.3 / 3.2.5 for PV / thermal / Wind power plants above 11 kW
VDE AR-N 4110 (Deutschland)	2018	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)	Technical rules for the connection and operation of customer installations to the medium-voltage grid (TCR medium voltage)
VDI 2552 Blatt 1	2020	Building Information Modeling – Grundlagen	Building information modeling – Fundamentals
VDI 3633 Blatt 6	2001	Simulation von Logistik-, Materialfluss- und Produktionssystemen – Abbildung des Personals in Simulationsmodellen	Simulation of systems in materials handling, logistics and production – Representation of human resources in simulation models
VDI 3637	1996	Datenermittlung für langfristige Fabrikplanungen	Data collection for long term factory planning
VDI 4499 Blatt 1	2008 / bestätigt 2015	Digitale Fabrik – Grundlagen	Digital factory – Fundamentals
VDI 5200 Blatt 1	2011	Fabrikplanung – Planungsvorgehen	Factory planning – Planning procedures

## 7.2 Abkürzungsverzeichnis

3G	Mobilfunkstandard 3. Generation
<b>A</b>	
AAL	Active-assisted living
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEMC	Australian Energy Market Commission
ANSI	American National Standards Institute
API	Application programming interface
AVC	Automatic voltage control
<b>B</b>	
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIM	Building information modeling
BIP	Bruttoinlandsprodukt
Btu	British thermal unit
<b>C</b>	
CAPEX	Capital expenditure
CDE	Common data environment
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Électrotechnique
CEPA	Cambridge Economic Policy Associates Ltd
CHP	Combined heat and power
Cip	Cleaning in place
CMS	Condition monitoring system
CPS	Cyber-physical system
CSV	Comma separated values
<b>D</b>	
DEMS	Distributed energy resource management system
DEOP	Distributed energy optimization
DES	Dezentrale Energiesysteme
<b>E</b>	
EEA	Energieerzeugungsanlage
EIA	U.S. Energy Information Administration
ENA	Energy Networks Association
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ESR	Entkoppel-Schutzrelais
ESS	Entkoppel-Schutzsystem
EU	Europäische Union

<b>F</b>	
FOS	Field of science and technology
FRT	Fault-ride-through
FSM	Frequenzsensitiver Modus
<b>G</b>	
GB	Gigabyte
GF	Gleichzeitigkeitsfaktor
GPS	Global positioning system
<b>H</b>	
HGL	Hydrocarbon gas liquids
HH	Hochspannungs-Hochleistung
HLK	Heizung - Lüftung - Klimatechnik
HMI	Human-machine interface
HOAI	Deutsche Honorarordnung für Architektur- und Ingenieurleistungen
HS	Hochspannung
HTML	Hypertext markup language
<b>I</b>	
I4.0	Industrie 4.0
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IFC	Industry foundation classes
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IoT	Internet of things
IT	Information technology
<b>K</b>	
KPI	Key performance indicator
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
<b>L</b>	
LCOE	Levelized cost of electricity
LFC	Load frequency control
LFSM-O	Limited frequency sensitive mode – overfrequency
LFSM-U	Limited frequency sensitive mode – underfrequency
LoD	Level of detail
LOD	Level of development

1

2

3

4

5

6

7

LoG	Level of geometry
LoI	Level of information
LP	Leistungsphase
LS	Leistungsschalter
LZA	Luftzerlegungsanlage

**M**

M2M	Machine-to-machine
M <sup>3</sup>	Machine-machine-management
MAC	Main air compressor
MCC	Motor control center
MOM	Manufacturing operations management
MS	Mittelspannung

**N**

NC RfG	Network code requirements for generators
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NS	Niederspannung

**O**

O & M	Operation and maintenance
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OPEX	Operational expenditure
OS	Oberspannung
OVRT	Overvoltage-ride-through

**P**

PaaS	Platform as a service
PCC	Point of common coupling
PDM	Produktdaten-Management
PET	Polyethylen
PIM	Projektinformationsmodell
PL	Performance level
PLM	Product lifecycle management
PMS	Power management system
PNF	Pre-notification factor
PoC	Point of connection
PQA	Power quality analytics
PSS®	Power system simulation software
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid

**R**

R & D	Research and development
RESPE	Resonanzsternpunkterdung
ROCOF	Rate of change of frequency
ROI	Return on investment
RTD	Resistance temperature detector

**S**

SCADA	Supervisory control and data acquisition
SF	Substitutability factor
SI	Système International d'Unités
SIL	Safety integrity level
SMS	Short message service
SoSt	Sanftstarter
STC	Standard test conditions

**T**

THD	Total harmonic distortion
THDI	Total harmonic distortion current I
THDU	Total harmonic distortion voltage U
TIA	Totally Integrated Automation
TIP	Totally Integrated Power
TRV	Transient recovery voltage

**U**

ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UMZ	Unabhängiger Maximalstromzeitschutz
UpM	Umdrehungen pro Minute
US	Unterspannung
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
UVRT	Undervoltage-ride-through
UW	Umspannwerk

**V**

VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VFD	Variable frequency drive
VLS	Vakuum-Leistungsschalter
VNB	Verteilnetzbetreiber
VoLL	Value of lost load
VPP	Virtual power plant



## 7.3 Literaturverzeichnis

	Autor	Jahr	Titel
1.1	Siemens AG	2019	Planung der elektrischen Energieverteilung: Technische Grundlagen (EMMS-T10007-00)
1.2	Kiank, Fruth	2010	Planungsleitfaden für Energieverteilungsanlagen (ISBN: 978-3-89578-359-3)
1.3	acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften	2017	Industrie 4.0 Maturity Index (ISSN 2192-6174)
1.4	Siemens AG	2019	Intelligente Energieverteilung (SIDS-T10003-00)
1.5	BIMpedia	Download 2021	<a href="https://www.bimpedia.eu/-/1347-dimensionen-der-bim-planung">https://www.bimpedia.eu/-/1347-dimensionen-der-bim-planung</a>
1.6	Bauen digital Schweiz	2018	BIM Workbook – Verständigung
2.1	Schenk, Wirth, Müller	2014	Fabrikplanung und Fabrikbetrieb
2.2	M. Bergholz	2005	Dissertationsschrift: Objektorientierte Fabrikplanung
2.3	E. Uhlmann	2011	Vorlesungsfolien Produktionstechnik I (PT1-VL 9)
2.4	OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development)	2007	Revised field of science and technology (FOS) classification (JT03222603)
2.5	Aggteleky	1987	Fabrikplanung – Werksentwicklung und Betriebsrationalisierung
2.6	Wiendahl, Reichardt, Nyhuis	2014	Handbuch Fabrikplanung: Konzept, Gestaltung und Umsetzung wandlungsfähiger Produktionsstätten
2.7	Siemens AG	2019	Starten Sie die digitale Transformation jetzt (DFFA-B10437-00)
2.8	Siemens AG	2018	Whitepaper: Mindsphere (73922-A21)
3.1	U.S. Energy Information Administration	2019	International Energy Outlook 2019
3.2	Eurostat	Download 2020	<a href="https://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database">https://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database</a>
	EIA	Download 2020	<a href="https://www.eia.gov/outlooks/aeo/">https://www.eia.gov/outlooks/aeo/</a>
	Reserve Bank of India	Download 2020	The India KLEMS database
	Statistics Canada	Download 2020	Principal statistics for manufacturing industries, by North American Industry Classification System (Table: 16-10-0117-01)
3.3	Heat Roadmap Europe	2017	EU28 fuel prices for 2015, 2030 and 2050
3.4	Trinomcs B.V.	2018	Study on Energy Prices, Costs and Subsidies and their Impact on Industry and Households
3.5	Government of India – Central Statistics Office – Ministry of Statistics and Programme Implementation	2019	Energy Statistics 2019
3.6	Simplified energy balances – annual data [nrg_100a]	2018 [Download 30.07.2020]	<a href="https://db.nomics.world/Eurostat/nrg_100a">https://db.nomics.world/Eurostat/nrg_100a</a> (Download am 30.07.2020)
3.7	BP p.l.c.	2019	BP Statistical Review of World Energy 2019
3.8	D. Röhrlich	2019 [Download 30.07.2020]	Unsichere Stromversorgung in Zeiten der Energiewende [www.deutschlandfunk.de/ruesten-gegen-den-blackout-unsichere-stromversorgung-in.724.de.html?dram:article_id=456306]
3.9	European Commission	2016	Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms [SWD(2016) 119 final]
3.10	IEA	Download 30.07.2020	Auswertung von Sankey-Diagrammen [https://www.iea.org/sankey/]
3.11	The World Bank Group	Download 30.07.2020	Datenzusammenstellung von [https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators]
3.12	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)	2018	Study on the Value of Lost Load of Electricity Supply in Europe

1

2

3

4

5

6

7

1

2

3

4

5

6

7

	Autor	Jahr	Titel
3.13	ENTSO-E	2019	Draft: Proposal for a Methodology for calculating the Value of Lost Load, the Cost of New Entry for generation, or demand response, and the Reliability Standard in accordance with Article 23 of the Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast)
3.14	U.S. (DOE) Office of Energy Efficiency and Renewable Energy	Download 30.07.2020	Manufacturing Energy and Carbon Footprints (2014 MECS) [ <a href="https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/06/f64/Manufacturing%20Energy%20Footprint-2014_Latest_compliant.pdf">https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/06/f64/Manufacturing%20Energy%20Footprint-2014_Latest_compliant.pdf</a> ]
4.1	The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.	1993	IEEE 141-1993: IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants
4.2	NERC (North American Electric Reliability Corporation)	2020	Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America
4.3	International Renewable Energy Agency (IRENA)	2016	Scaling up variable renewable power: the role of grid codes
4.4	Bründlinger, Schaupp, Graditi, Adinolfi	2018	Implementation of the European Network Code on Requirements for Generators on the European national level (Conference: Solar Integration Workshop at Stockholm)
4.5	Siemens AG	2020	Whitepaper: Motoren starten – Technische Grundlagen und Auswahlkriterien
5.1	Siemens AG	2017	Applikationen für die elektrische Energieverteilung – Energietransparenz (EMMS-T10066-00)
5.2	European Commission JRC	2010	Guidelines for PV Power Measurement in Industry
5.3	Siemens AG	2021	Katalog IC10: SIRIUS – Industrielle Schalttechnik (E86060-K1010-A101-B2)
5.4	Siemens AG	2021	Katalog LV10: Niederspannungs-Energieverteilung und Elektroinstallationstechnik (E86060-K8280-A101-B3)
5.5	Siemens AG	2017	Katalog D31.1: SINAMICS Umrichter für Einachsantriebe – Einbaugeräte (E86060-K5531-A111-A1)
5.6	Siemens AG	2017	Industrielle Schalttechnik – Verbraucherabzweige – SIRIUS Systembaukasten Projektieren (A8E56203880101A/RS-AB/006)
5.7	Siemens AG	2020	Technische Schriftenreihe Ausgabe 3: Modellierung von Anlagen zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) in SIMARIS® design für die Anwendung in Rechenzentren
5.8	Siemens AG	2016	Projektierungshandbuch Selektivität 3VA (3ZW1012-0VA20-0AB1)
5.9	Siemens AG	2016	Technische Schriftenreihe Ausgabe 16: Transformatorauswahl in Abhängigkeit von Belastungsprofilen
6.1	SIBA GmbH	2011	Handbuch Hochspannungs-Sicherungen
6.2	SIBA GmbH	2020	HH-Katalog
6.3	Siemens AG	2020	Vakuum-Leistungsschalter für Generator-Schaltanwendungen (SILP-T10062-00-00DE)
6.4	Siemens AG	2020	SIPROTEC 5 Katalog, Edition 7 (SIDG-C10059-00)
6.5	Siemens AG	2017	Planung der elektrischen Energieverteilung: Produkte und Systeme Mittelspannung (EMMS-T10099-00)
6.6	Siemens AG	2017	SICAM Power Quality and Measurement – Katalog, Edition 6 (EMDG-C10026-01)
6.7	Siemens AG	2017	Katalog HA 35.11 (EMMS-K1435-A101-B5)
6.8	Siemens AG	2019	Luftisolierte Mittelspannungs-Schaltanlagen NXAIR und NXAIR M – Katalog HA 25.71 (EMMS-K1425-A811-B5)

## 7.4 Einheitensystem

SI-Basiseinheiten			
Größe	Einheit	Zeichen/Kürzel	
Länge	Meter	m	
Masse	Kilogramm	kg	
Zeit	Sekunde	s	
Elektrische Stromstärke	Ampere	A	
Temperatur	Kelvin	K	
Lichtstärke	Candela	cd	

SI-Einheiten			
Größe	Einheit	Zeichen/Kürzel	abgeleitet
Frequenz	Hertz	Hz	$1 \text{ Hz} = 1 \text{ s}^{-1}$
Kraft	Newton	N	$1 \text{ N} = 1 \text{ kg} \cdot \text{m/s}^2$
Druck, Zug	Pascal	Pa	$1 \text{ Pa} = 1 \text{ N/m}^2$
Arbeit, Energie, Wärmemenge	Joule	J	$1 \text{ J} = 1 \text{ N} \cdot \text{m} = 1 \text{ kg} \cdot \text{m}^2/\text{s}^2$
Leistung, Wärmefluss	Watt	W	$1 \text{ W} = 1 \text{ J/s} = 1 \text{ kg} \cdot \text{m}^2/\text{s}^3$
Elektrische Ladung	Coulomb	C	$1 \text{ C} = 1 \text{ A} \cdot \text{s}$
Elektrische Spannung	Volt	V	$1 \text{ V} = 1 \text{ J/C} = 1 \text{ kg} \cdot \text{m}^2 / (\text{A} \cdot \text{s}^3) = 1 \text{ W/A}$
Elektrischer Widerstand	Ohm	$\Omega$	$1 \Omega = 1 \text{ V/A}$
Elektrischer Leitwert	Siemens	S	$1 \text{ S} = 1 \Omega^{-1} = 1 \text{ A/V}$
Magnetischer Fluss	Weber	Wb	$1 \text{ Wb} = 1 \text{ V} \cdot \text{s}$
Magnetische Flussdichte	Tesla	T	$1 \text{ T} = 1 \text{ Wb/m}^2$
Induktivität	Henry	H	$1 \text{ H} = 1 \text{ Wb/A}$
Lichtstrom	Lumen	lm	$1 \text{ lm} = 1 \text{ cd} \cdot \text{sr}^{1)}$
Beleuchtungsstärke	Lux	lx	$1 \text{ lx} = 1 \text{ lm/m}^2$

<sup>1)</sup> sr = Steradian (Maßeinheit für den Raumwinkel  $sr$ , sodass auf einer Kugel mit Radius  $r$  eine Fläche  $A$  umschlossen wird:  $sr = A/r^2$ )

# Notizen

Inhalt

1

2

3

4

5

6

7

# Notizen

Inhalt

1

2

3

4

5

6

7

Für die fachliche Unterstützung bei der Erstellung des Handbuchs bedanken wir uns bei:

Braga, Rodrigo  
Englert, Ingo  
Erschen, Benjamin  
Gemsjäger, Ben  
Glas, Johannes  
Kapinosova, Kateryna  
Maschek, Jürgen  
Ramirez Jordan, Saul  
Shamim, Taiyab  
Weber, Ralf  
Wegehaupt, Klemens

## Impressum

Totally Integrated Power – Consultant Support  
Applikationen für die elektrische Energieverteilung  
Industrieanlagen

### Herausgeber

Siemens AG  
Smart Infrastructure  
Distribution Systems

### Schriftleitung und Redaktion

Siemens AG  
Dr. Siegbert Hopf  
E-Mail: siegbert.hopf@siemens.com

### Agentur

Saatchi & Saatchi GmbH  
Arnulfstraße 60  
80335 München

### Bildrechte

Alle Bilder und alle Grafiken: © Siemens AG

### Druck

Eberl & Koesel  
FinePrints  
Am Buchweg 1  
87452 Altusried-Krugzell

## Siemens AG

Smart Infrastructure  
Distribution Systems

Mozartstr. 31c  
91052 Erlangen  
Deutschland

E-Mail: [consultant-support.tip@siemens.com](mailto:consultant-support.tip@siemens.com)

Artikel-Nr.: SIDS-T10071-00

Dispo 27616  
06211.5

Alle Rechte vorbehalten.

Schutzgebühr 3 €.

Alle Angaben und Schaltungsbeispiele ohne Gewähr.

Änderungen und Irrtümer vorbehalten. Die Informationen in diesem Dokument enthalten lediglich allgemeine Beschreibungen bzw. Leistungsmerkmale, welche im konkreten Anwendungsfall nicht immer in der beschriebenen Form zutreffen bzw. welche sich durch Weiterentwicklung der Produkte ändern können. Die gewünschten Leistungsmerkmale sind nur dann verbindlich, wenn sie bei Vertragsabschluss ausdrücklich vereinbart werden.

GFAFOL, MindSphere, NXAIR, PSS, SENTRON, SICAM, SIMARIS, SIMATIC, SION, SIVACON, TIA und TIP Totally Integrated Power sind eingetragene Marken der Siemens AG. Jede nicht autorisierte Verwendung ist unzulässig. Alle anderen Bezeichnungen in diesem Dokument können Marken sein, deren Verwendung durch Dritte für ihre eigenen Zwecke die Rechte des Eigentümers verletzen kann.