

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz
Renewable Energies and Energy Efficiency
Band 13 / Vol. 13

Herausgegeben von / Edited by
Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid, Universität Kassel

Andrey Shustov

Netzschutz für elektrische Energieversorgungssysteme
mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugungsanlagen

Die vorliegende Arbeit wurde vom Fachbereich Elektrotechnik / Informatik der Universität Kassel als Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.) angenommen.

Erster Gutachter: Prof. Dr.-Ing. J. Schmid

Zweiter Gutachter: Prof. Dr.-Ing. J. Jäger

Tag der mündlichen Prüfung

23. März 2009

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar

Zugl.: Kassel, Univ., Diss. 2009
ISBN print: 978-3-89958-778-4
ISBN online: 978-3-89958-779-1
URN: urn:nbn:de:0002-7792

© 2009, kassel university press GmbH, Kassel
www.upress.uni-kassel.de

Umschlaggestaltung: Grafik Design Jörg Batschi, Kassel
Gedruckt bei: Unidruckerei der Universität Kassel
Printed in Germany

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET e.V. in Kassel. Sie wurde im Wesentlichen durch das Projekt *Vernetzung Modularer Systeme* (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FuE-Vorhaben Nr. 0329900B), *More Microgrids – Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids* (Contract Number SES-019864) sowie andere nationale und internationale Projekte gefördert.

Mein herzlichster Dank gebührt dem Herrn Prof. Dr.-Ing. J. Schmid, Vorstandsvorsitzender des ISET und Leiter des Bereiches für rationelle Energiewandlung des Instituts für Elektrische Energietechnik an der Universität Kassel, für die mir gegebene Möglichkeit, meine Promotion beim ISET durchzuführen sowie für die Übernahme der Hauptberichterstattung. Durch sein Engagement im Bereich der Integration von regenerativen Energieerzeugern wurde diese Arbeit initiiert und ermöglicht.

Für die freundliche Übernahme der Mitberichterstattung und die fachliche Unterstützung meiner Arbeit bin ich Herrn Prof. Dr.-Ing. J. Jäger, Universitätsprofessor am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Technischen Fakultät an der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, zu großem Dank verpflichtet.

Weiterhin danke ich allen jetzigen und ehemaligen Mitarbeitern des ISET für die gute Zusammenarbeit, insbesondere Herrn Dr.-Ing. A. Engler, ehemaliger Leiter der Gruppe Elektrische Netze, dem Herrn Dr. T. Degner, Leiter der Gruppe Elektrische Netze, für die zahlreichen und unverzichtbaren Anregungen und Diskussionen.

Mein besonderer Dank gilt dem Herrn Dr.-Ing. B. Valov, der eine große Hilfe und Unterstützung für die Ermöglichung dieser Arbeit geleistet hat.

Meinen Eltern danke ich für ihre Hilfe, Aufmunterung und Unterstützung während meines akademischen Werdeganges.

Auch danke ich meinen Freunden der Familie Schlebusch und Herrn Kirchner.

Kassel, im 17.12.2008

Andrey Shustov

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Überblick	1
1.2	Motivation der Arbeit	2
1.3	Ziel der Arbeit	4
2	Stand der Forschung und Randbedingungen	7
2.1	Stand der Forschung im Hinblick auf die Netz- und Schutzauslegung	7
2.2	Normative und technische Randbedingungen	12
2.2.1	Normative Randbedingungen	13
2.2.2	Technische Randbedingungen für die Schutztechnik	14
2.2.2.1	Bemessungsströme der Verbraucher	15
2.2.2.2	Randbedingungen der Betriebsmittel	15
2.2.2.3	Maximale und minimale Kurzschlussströme	22
2.2.3	Zusammenfassung der Randbedingungen	23
2.3	Rotierende und statische Umwandlungssysteme für dezentrale Stromerzeugungsanlagen	24
2.3.1	Synchronmaschinen	24
2.3.2	Asynchronmaschinen	25
2.3.3	Statische Stromrichter	25
3	Analyse und Feststellung der Probleme in elektrischen Verteilungsnetzen mit hohem Anteil DEA	26
3.1	Vergleich der Verteilungsnetze mit und ohne DEA	26
3.2	Festlegung repräsentativer Berechnungsfälle und deren Untersuchung	31
3.2.1.1	Vergleich der Kurzschlussstromverhältnisse in starren und schwachen Netzen ohne angeschlossene DEA	35
3.2.1.2	Vergleich der Kurzschlussstromverhältnisse in starren und schwachen Netzen mit angeschlossenen DEA	37
3.3	Analyse der Phänomene bei Problemen des Netzschutzes und Erarbeitung von Auslegungsformeln	47
3.3.1	Phänomen „Vergrößerung“	47
3.3.2	Phänomen „Abschwächung“ (engl. „blinding“)	49
3.3.3	Phänomen unselektives Mitauslösen bei Rückspeisung (engl. „sympathetic tripping“)	52

3.4	Statische und dynamische Änderungen der Randbedingungen als eine neue Herausforderung	53
4	Szenarien der zukünftigen Energieversorgungsstrukturen und Erarbeitung eines Netzmodells	57
4.1	Grundszenarien für den Netzbetrieb von DEA	57
4.1.1	Parallelbetrieb mit dem Hauptversorgungsnetz	58
4.1.2	Inselnetzbetrieb	58
4.1.3	Gemischter Netzbetrieb	59
4.2	Realisierbarkeit von den „gewünschten“ Inselnetzen	59
4.3	Entwicklung eines physikalischen Netzmodells für Untersuchungen zur geänderten Systemtechnik	62
4.3.1	Begründung des physikalischen Netzmodells	62
4.3.2	Festlegung der Konfiguration des physikalischen Netzmodells	62
4.3.3	Dimensionierung der Modellkomponenten	64
4.3.3.1	Energiequellen, Energieabnehmer und Transformatoren	65
4.3.3.2	Übertragungsleitungen	65
4.4	Test „Übergang vom Netzparallelbetrieb zum Inselnetzbetrieb“	69
4.5	Vorteile der Nutzung dezentraler Stromerzeugungsanlagen im Netzparallel- und Inselnetzbetrieb	70
4.6	Wahl der Übertragungsspannung	71
5	Entwicklung eines adaptiven Netzschutzkonzepts	74
5.1	Einführung in Microgrids Konzept	74
5.2	Szenarien zum schutztechnischen Verhalten beim Betrieb von Microgrids	77
5.2.1	Netzparallelbetrieb mit Microgrids bei äußeren Fehlern	78
5.2.2	Netzparallelbetrieb mit Microgrids bei inneren Fehlern	80
5.2.3	Inselnetzbetrieb von Microgrids bei inneren Fehlern	81
5.3	Theoretische Konzeptualisierung neuer Schutzfunktionalitäten für Netze mit Microgrids	81
5.3.1	Neue Netzschutzfunktionalitäten bei den Microgrids fernen Fehlern und einfachen Radialstrecken	81
5.3.1.1	Teilschutzstrecke: keine DEA zwischen den MS / NS-Stationen	81
5.3.1.2	Teilschutzstrecke: Angeschlossene Microgrids freie DEA zwischen den MS / NS-Stationen	84

5.3.2	Neue Netzschutzfunktionalitäten bei den Microgrids nahen Fehlern, Übergangsstellen und Fehlern innerhalb von Microgrids	86
5.3.2.1	Teilschutzbereich: Fehler im elektrisch nahen Bereich der Übergangsstellen zwischen dem Hauptnetz und den Microgrids	86
5.3.2.2	Teilschutzbereich: Microgrid nahe und innere Fehler	90
5.4	Entwicklung und Umsetzung des adaptiven Netzschutzkonzepts	92
5.4.1	Allgemeine Anforderungen zum Konzept	93
5.4.2	Umsetzung des adaptiven Netzschutzkonzepts	96
5.4.2.1	Überprüfung der Randbedingungen auf Nichtverletzung	99
5.4.2.2	Systeme zur Echtzeitkommunikation bzw. Implementierung des adaptiven Netzschutzkonzepts	100
5.5	Entwickeltes multifunktionales intelligentes Digitalrelais als NS-Stations-Controller	101
5.5.1	Messwerverfassung	105
5.5.2	Messwertverarbeitung	105
5.5.3	Messwertdarstellung	106
5.5.4	Datenbankabfrage	107
5.5.5	Einstellung Netzschutz	109
5.5.6	Adaptives Schutzkonzept	109
5.5.7	Generierung der Auslösesignale	111
5.5.8	Meldungsprotokollierung	111
5.5.9	Schutzkennliniendarstellung	112
5.6	Demonstration des adaptiven Netzschutzes am Beispiel der Mittelspannungsnetznachbildung	113
5.6.1	Betriebsfall 1 – Parallelbetrieb mit dem Hauptnetz	115
5.6.2	Betriebsfall 2 – Inselnetzbetrieb mit SG1	116
5.6.3	Betriebsfall 3 – Inselnetzbetrieb mit SG3	117
6	Zusammenfassung und Ausblick	119
	Anhang	I
A.1	Vollständiger Vergleich der Kurzschlussstromverhältnisse in starren und schwachen Netzen mit angeschlossenen DEA	I
A.2	Datenbasis für das MIDR	XXII
A.3	Umsetzung des MIDR für Zwecke der Betriebszustandserfassung und Netzanalyse sowie des adaptiven Netzschutzes	XXIV

A.3.1	Vorstellung des PXI-Systems	XXIV
A.3.2	Aufgabenstellung und allgemeine Anforderungen an die Hardware- und Software Struktur der universalen Betriebszustandserfassungseinrichtung	XXV
A.3.2.1	Kanäle für Zustandsüberwachung der 10-kV Mittelspannungsnetznachbildung	XXVII
A.3.2.2	Hardware-Grundstruktur des MIDR	XXVIII
A.3.2.3	Signalanpassung und Schnittstellen für Datenerfassung	XXX
A.3.2.4	Aufbau des Multifunktionalen Intelligenten Digitalrelais und Beschreibung seiner Komponenten	XXXIV
B	Abkürzungen und Formelzeichen	XXXVIII
C	Tabellenverzeichnis	XLIII
D	Abbildungsverzeichnis	XLIV
E	Literaturverzeichnis	XLIX

1 Einleitung

1.1 Überblick

Der stetig wachsende Energieverbrauch (Bild 1.1), die weltweite Verknappung fossiler Energieressourcen, Verpflichtung Deutschlands sowie auch anderer Länder zur Reduzierung der CO₂ Ausstöße etc. zwingen zu einer Reihe von komplexen Maßnahmen wie z.B.

- Energieeinsparung durch Einführung energiesparender Technologien (z.B. Energiesparlampen, LCD-Monitore statt CRT-Monitore etc.), Erhöhung des Wirkungsgrades der Betriebsmittel, Optimierung der Betriebsprozesse etc.,
- Kontinuierliche Senkung der Energiegewinnung aus fossilen und anderen nicht erneuerbaren erschöpfbaren Energieressourcen,
- Vermehrte Nutzung des Potenzials der alternativen umweltschonenden Energiequellen.

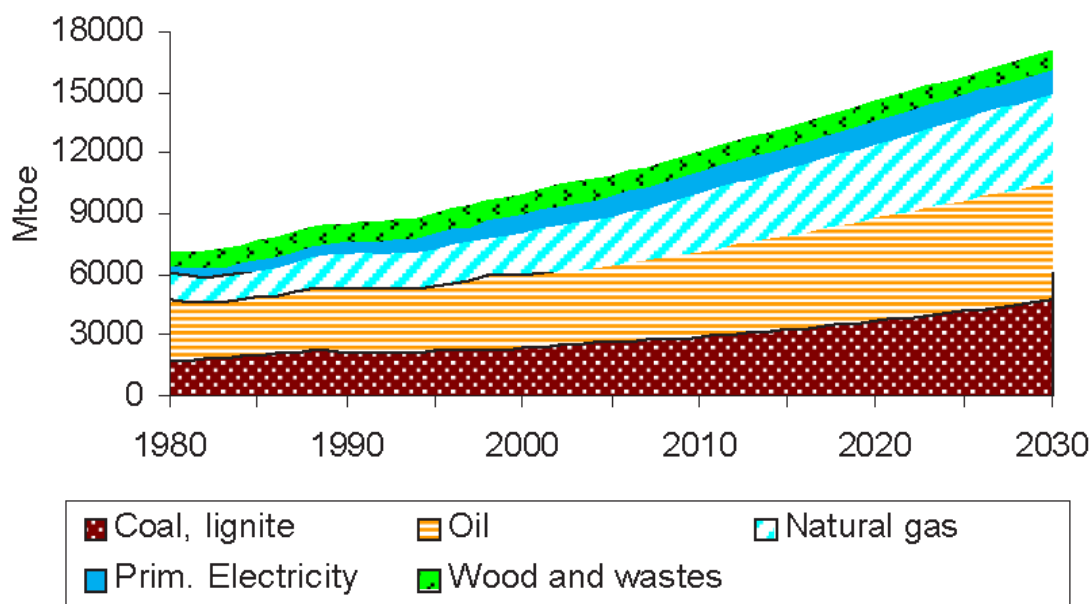


Bild 1.1: Zukünftiger Weltenergieverbrauch (Quelle: [WET03])

Der Europäische Ministerrat hat Ziele vereinbart, dass EU-weit 20 Prozent der Primärenergie im Jahr 2020 durch Erneuerbare Energie bereitgestellt werden soll [BUN08]. Weiteres Ziel ist die Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen bis 2020 um 20 Prozent.

Der starke Wunsch nach Nutzung der alternativen Energiequellen, insbesondere auf Basis Erneuerbarer Energien mit Unterstützung durch das Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG), führt zur deren vertieften Erforschung sowie der vermehrten Nutzung, die eine komplexe Kette von Entwicklung der Verfahren zur effektiven Energiewandlung bis zu einer Integration von Stromerzeugungsanlagen ins Netz umfassen.

Eine besondere Attraktivität dabei erlangt die Energiegewinnung aus Wind, Sonne und Biomasse und ihre Einbindung in die Energienetze. Außer Problemen der effektiven Energieumwandlung gibt es noch eine Reihe weiterer Probleme wie

- Netzintegration,
- Dargebotsabhängiger Charakter des Energieangebotes, was mit fluktuierender Stromerzeugung verbunden ist,
- Energietransport zum Lastschwerpunkt,
- Energieprognose und Fahrpläne,
- Energiemanagement,
- Wartung und Sicherheit etc.

Eine der wesentlichen hier aufgeführten Probleme ist das Problem der Netzintegration der Erneuerbaren Energien [DEN05], [VDE05]. Es entstehen Herausforderungen für den Netzplaner, unter Berücksichtigung aller technischen und rechtlichen Randbedingungen, immer wachsende Anteile von Stromerzeugungsanlagen aus Erneuerbaren Energien optimal in die elektrischen Netze einzubinden, damit die gewohnte Sicherheit und Zuverlässigkeit der Netze, sowie andere Aspekte der Versorgungsaufgabe wie Versorgungsqualität, Verfügbarkeit und Service davon nicht negativ betroffen werden.

1.2 Motivation der Arbeit

Als Folge der zunehmenden Integration von dezentralen Stromerzeugungsanlagen (DEA) sowohl in das Nieder- als auch in das Mittelspannungsverteilungsnetz (z.B. Photovoltaik- und Windkraftanlagen, Blockheizkraftwerke), ändern sich die technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Randbedingungen für die Auslegung und den Betrieb des Netzes. Dadurch wird die Komplexität in Hinsicht auf die Systemregelung, den Netzschutz und den Netzbetrieb wesentlich erhöht. Insbesondere die bi-di-

rektionalen Leistungsflüsse - in konventionellen Verteilungsnetzen unüblich – müssen beherrscht werden. Somit entstehen neue Herausforderungen an die Auslegung und den Schutz der Netze.

Zurzeit ist die installierte und an das Netz angeschlossene Leistung dezentraler Stromerzeugungsanlagen im Vergleich zur Gesamtleistung des europäischen UCTE Verbundnetzes sehr klein. Die dargebotsabhängige Stromerzeugung sowie die variierende Anzahl und Art der zum Einsatz kommenden dezentralen Stromerzeugungsanlagen können dazu führen, dass bei Fehlersituationen im Netz mit DEA die Kurzschlussstromverhältnisse, für welche der konventionelle Schutz ausgelegt wurde, nicht mehr eingehalten werden. Dies kann zu Problemen bei der Schutztechnik wie z.B. Nichtauslösung oder Verletzung der Selektivität führen. Aus Sicht der VNB [WIE01] muss bei Netzfehlern ein maximaler Operationsspielraum zur Verfügung stehen. Aus diesem Grunde werden an solche Anlagen besondere Anforderungen für den Betrieb gestellt, so dass diese bei einem Fehler im Netz diesen Spielraum nicht einschränken. Das aktuell gültige Distribution Code 2007 – Regeln für den Zugang zu den Verteilungsnetzen [DCO07] P. 2.7.2 Absatz 3 schreibt vor, dass die Erzeugungseinheiten (dazu gehören auch die DEA) im MS-/NS-Verteilungsnetz in der Regel nicht zur Lieferung von Systemdienstleistungen herangezogen werden. Zusätzlich verweist das Distribution Code 2007 auf die technischen Richtlinien für den Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen mit dem MS- und NS-Netz ([EIG98], [EIG01]). Laut diesen Richtlinien müssen alle Eigenerzeugungsanlagen bei Fehlersituationen im Netz keinen Einfluss auf die Funktionalität der Schutztechnik ausüben. D.h. innerhalb kürzester Zeit nach Fehlereintritt im Netz muss der Entkuppungsschutz der DEA den Fehler sicher erkennen. Danach muss sich diese DEA selbstständig schnell vom öffentlichen Netz trennen. Der Entkuppungsschutz braucht natürlich auch eine eigene Gesamtausschaltzeit. Nach Ablauf des Ausschaltvorgangs wird die Eigenerzeugungsanlage vom Netz getrennt und die normalen Fehlerbedingungen, für welche die konventionelle Schutztechnik parametrisiert wurde, wiederhergestellt.

Da die installierte Leistung der Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energiequellen ständig wächst (politische Entscheidungen, technische Lösungen), wird sie in Zukunft einen immer größeren Beitrag zur Energieversorgung leisten. Die Abschaltung solcher Leistungen in Störfällen könnte zu einem Verlust der Netzstabilität und letztendlich zu einem Blackout mit den entsprechenden wirtschaftlichen Schäden führen. Die Netzanschlussregeln für Hoch- und Höchstspannung des ÜNB E.ON [EON03] enthalten erstmals Richtlinien, die Netzfehler beschreiben, bei denen sich die DEA nicht vom Netz trennen dürfen.

Die zukünftige Vorstellung, wie das MS-/NS-Verteilungsnetz mit einem hohen Anteil von DEA funktionieren wird, beruht auf der Annahme, dass die sich in diesem Netz befindlichen Anlagen bei Fehlersituationen am Netz bleiben und zur Kurzschlussstelle mit dem Kurzschlussstrom beitragen werden (FRT capability). Es ist auch denkbar, dass das zukünftige Konzept, statt die Erzeugungseinheiten vom Netz zu trennen, auch eine „gewünschte“ Inselnetzbildung veranlassen kann, um die betroffenen Verbraucher weiterhin so lange mit elektrischer Energie zu versorgen, bis der Fehler behoben ist. Bei solchen Situationen wird über eine mit dem Hauptversorgungsnetz gleichberechtigte Versorgung gesprochen.

Allgemein wird erwartet, dass in näherer Zukunft die an das Netz unabhängig von der Spannungsebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energiequellen auch Beiträge zur Netzsicherheit leisten müssen. Die Gesamtstruktur des Netzes wird sich stark verändern und die Probleme der Netzschutztechnik werden akut. Es ist im Vorfeld notwendig, Untersuchungen für das „Netz der Zukunft“ durchzuführen und die Konzepte zu schaffen, die für die Vielfalt von Fehlerzuständen einen zuverlässigen Netzbetrieb und Netzschutz ermöglichen.

Um dies zu gewährleisten, sind weitere Forschungen auf diesem Gebiet notwendig. Da insbesondere alternative erneuerbare Energiequellen (Sonne, Wind etc.) einen dargebotsabhängigen Charakter haben, ändern sich jederzeit bei einem möglichen Netzfehler die Kurzschlussstrombeiträge und -richtungen. Die moderne Netzschutztechnik muss daher intelligenter werden und sich automatisch an die aktuellen Netzverhältnisse anpassen. Die Komponenten: Energie- und Netzmanagement, Kommunikation und Netzschutz müssen in dieser neuen Konzeption enger miteinander vernetzt werden. Die Gesamtlösung sollte möglichst einfach und damit zuverlässig sein und die Anzahl der zusammenwirkenden Komponenten soll vernünftig gering gehalten werden.

Hiermit wird auch ein zwingender Bedarf begründet, Anpassungen durchzuführen sowie auch neue Netz- und Schutzauslegungskonzepte für Integration großer Anteile dezentraler Stromerzeugungsanlagen in elektrische Energieversorgungsnetze zu erforschen.

1.3 Ziel der Arbeit

Bei der Integration von Erneuerbaren Energien in elektrische Netze kann man zwei folgende Problemgebiete definieren:

Problemgebiet 1: Integration großer Off-shore Leistungen in Höchst- und Hochspannungsnetze (Übertragungsnetze).

- Übertragungsprobleme der Windenergie über längere Strecken
- Netzengpassprobleme, Ausbau der Netzkapazität
- Stabilität etc.

Problemgebiet 2: Integration relativ kleiner On-shore Leistungen (im kW/MW Bereich) in Mittel- und Niederspannungsnetze (Verteilungsnetze).

- Dezentrale Stromerzeugungsanlagen (DEA) basierend auf unterschiedlichen Energiewandlungsverfahren (fossile oder erneuerbare Ressourcen)
- Orientierung der Energieeinspeiser nach dem primären Energieangebot (z.B. Sonne, Wind) und der lokalen Energienachfrage
- Gestreute großflächige/weitläufige Verteilung der Energieeinspeiser etc.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit dem Problemgebiet 2. Unter Berücksichtigung von diesen Betrachtungen ergeben sich daraus folgende wissenschaftliche Ziele:

- Analyse und Feststellung der Probleme der Netz- und Schutzauslegung
- Entwicklung eines adaptiven Konzepts zur Netz- und Schutzauslegung
- Softwaretechnische Umsetzung
- Hardwaretechnische Validierung

Die Schutzsysteme überwachen den Betriebszustand von elektrischen Netzen und Anlagen. Sie erfassen die Fehler bzw. anomale Betriebszustände und beheben diese Fehler sicher, selektiv und schnell aus dem Netz.

Es wird zwischen Netz- und Anlagenschutz unterschieden. Unter Netzschutz wird die Absicherung des Energieübertragungsnetzes, z.B. Transformatorschutz, Sammelschienenschutz, Leitungsschutz u.ä., verstanden. Der Anlagenschutz beinhaltet ausschließlich die notwendigen Einrichtungen zum Schutz der Anlage, z.B. DEA. In dieser Arbeit werden die Fragen der netzschutztechnischen Aspekte untersucht.

Durch Untersuchungen zu den Betriebs- und Fehlerzuständen in Netzen mit hohem Anteil verteilter dezentraler Stromerzeugungsanlagen, die zur Versorgung der Verbraucher gleichberechtigt mit dem übergeordneten Hauptversorgungsnetz sind, müssen die technischen Möglichkeiten konventioneller Netze zur Integration dezentraler Energieeinspeiser insbesondere im Hinblick auf sichere Schutztechnik geprüft werden. Ausgehend von den festgestellten Problemen, sollen alternative und anpassungsfähige Schutzalgorithmen erarbeitet werden, die unter technischen und normativen Randbedingungen ein optimales und nachhaltiges Schutzkonzept schaffen, das praktisch akzeptabel ist und möglichst unabhängig von der Leistung, Anzahl, Anschlussort und Verfügbarkeit der dezentralen Stromerzeugungsanlagen ihre Integration in Netze ermöglicht (Bild 1.2).

Das entwickelte Konzept soll sinnvollerweise in softwaretechnische Umgebung implementiert und hardwaretechnisch validiert werden.

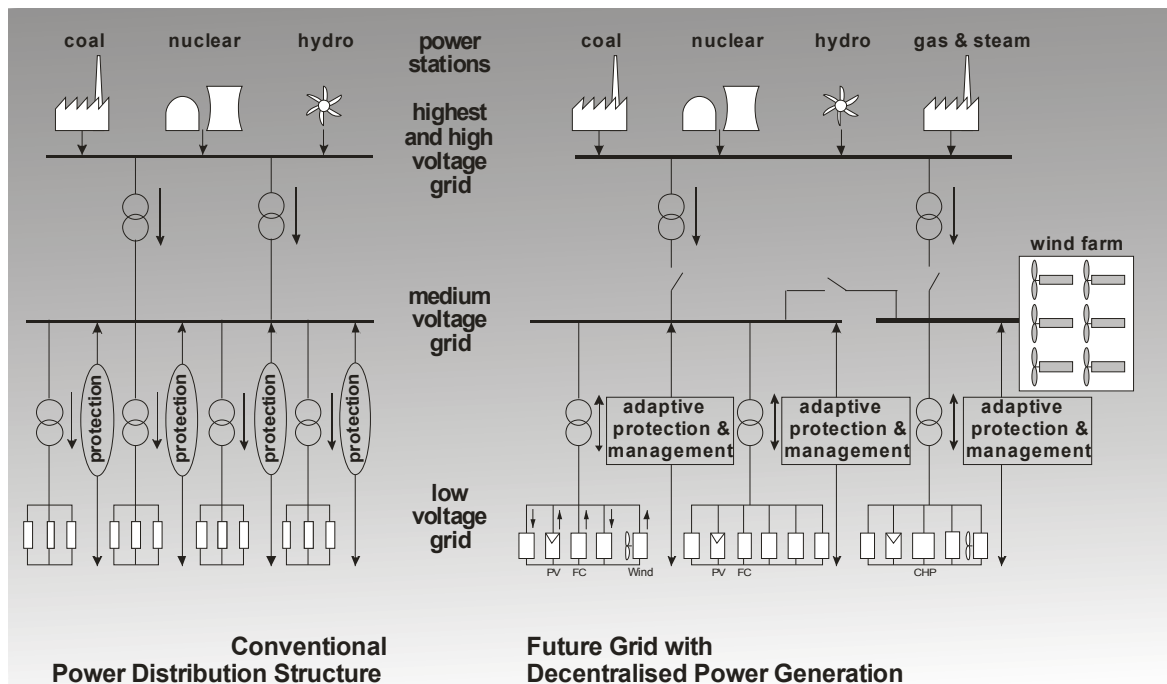


Bild 1.2: Anpassungsfähiger Netzschutz für zukünftige Energieversorgungsnetze. Eigene Darstellung basierend auf [SCH06]

2 Stand der Forschung und Randbedingungen

2.1 Stand der Forschung im Hinblick auf die Netz- und Schutzauslegung

Die weltweite Verknappung fossiler Energieressourcen und verstärkter Einsatz und Nutzung erneuerbarer Energien sowie deren Netzintegration führt zum strukturellen Wandel in der elektrischen Energieversorgung. Speziell zu dieser Thematik wurde eine neue CIGRE-Arbeitsgruppe A3.13 „Changing Network Conditions and System Requirements“ eingerichtet [JAN04]. Das Bild 2.1 verdeutlicht diesen strukturellen Wandel durch Gegenüberstellung der heutigen (links) und zukünftigen (rechts) Struktur des Energieversorgungsnetzes.

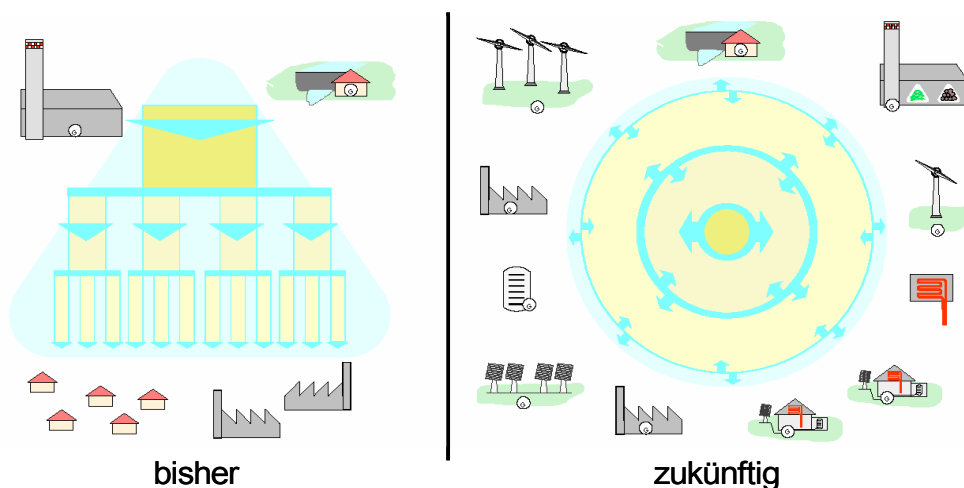


Bild 2.1: Gegenüberstellung der Energieversorgungsstrukturen bisher und zukünftig [JAN04]

Das konventionelle elektrische Netz ist zurzeit durch eine vertikale Netzhierarchie charakterisiert. Kraftwerke sehr großer Leistung (z.B. Kernkraftwerke) produzieren elektrische Energie und speisen sie in die Übertragungsnetze ein, die durch Verteilungsnetze an die Endverbraucher verteilt wird. Dezentrale Stromerzeugungsanlagen, die an die Verteilungsnetze angeschlossen sind, haben im Vergleich mit dem starren Netz eine geringe Leistung (im kW- bis zweistelligen MW-Bereich) und können daher für die Gesamtversorgung vernachlässigt werden.

Der gegenwärtige Trend ist eine Zunahme dezentraler Energieeinspeiser, vorwiegend aus alternativen und erneuerbaren Quellen. Zu solchen Anlagen gehören Photovoltaik-, Windkraft-, Mikroturbinen-, Gasturbinen-, Biomasseanlagen, Brennstoffzellen, Blockheizkraftwerke etc. Die Bundesregierung von Deutschland hat die erneuerbaren Energien seit ihrem Regierungsantritt massiv gefördert. 2003 betrug ihr Anteil am gesamten Stromverbrauch schon 7,9 Prozent. Laut dem EU Ziel wird angestrebt,

diesen Anteil bis zum Jahre 2020 auf 20 Prozent zu steigern. Je nach der Leistung werden die DEA direkt an die Netzausläufer, Verteilungsfelder oder Umspannwerke angeschlossen. In Zukunft ist mit einem deutlichen Leistungszuwachs zu rechnen, was zu einer „zirkularen“ Netzstruktur Bild 2.1 ohne bevorzugte Leistungsrichtung führen wird. Dabei ergibt sich ein anderes statisches und dynamisches Verhalten als bei Netzen mit vertikalen Strukturen.

Das zukünftige elektrische Netz mit einer solchen Struktur muss die Ausgleichsaufgaben und Systemdienstleistungen, wie die Spannungs- und Frequenzhaltung sowie Reservehaltung, welche von den DEA derzeit aufgrund des so genannten Distribution Code [DCO07] nicht zu erbringen sind, übernehmen. Die Kapazität der bestehenden Netze, dezentrale Einspeiser aufzunehmen, ist zurzeit unbekannt, muss aber in Zukunft durch die Verteilungsnetze sichergestellt werden. Es ist zu beachten, dass unter Berücksichtigung der Gesamtheit aller Netzurückwirkungen, die sich einerseits aus z.T. stochastischen Einspeisecharakteristiken einzelner DEA-Anlagentypen, andererseits aus der leistungselektronischen Netzkopplung mittels Umrichter resultieren, keine Grenzverletzungen der Netzgrößen auftreten. Folglich stellen die charakteristischen Größen des Netzes mit ihren jeweiligen Grenzen Indikatoren für die Bestimmung der Netzkapazität dar [WIE01].

Eine der wichtigen Voraussetzungen des sicheren Netzbetriebs ist die Schutztechnik. Sie ist ein unentbehrlicher Bestandteil des elektrischen Versorgungsnetzes und soll bei Netzfehlern die Schäden ausschließen oder minimieren. Da die moderne Schutztechnik schon sehr eng mit der Leittechnik verbunden ist, ist deren gemeinsame Betrachtung sinnvoll.

Die Auswirkungen des strukturellen Wandels haben natürlich auch Einfluss auf die Schutz- und Leittechnik, die an vertikale Versorgungsstruktur angepasst sind und können zu dem fehlerhaften Schutzverhalten führen [HAD99], [SAL01], [HAK04]. Im Zukunftsnetz mit integrierten DEA werden diese die nächstliegenden Verbraucher speisen und somit die Belastung der Hauptquelle reduzieren. Ein solches Netz kann dann als ein unbalanciertes Multiquellennetz betrachtet werden, in dem alle Quellen zur Einspeisung gleichberechtigt sind. Die bestehenden Schutzkonzepte müssen an die veränderte Netzstruktur angepasst oder neu entwickelt werden [HAN03], [JKL02], [JÄK02]. Als Folge der nicht an die neuen Netzgegebenheiten angepassten Schutztechnik waren die meisten Netzzusammenbrüche der letzten Jahre [RET03].

Wie die Literaturrecherchen zeigen, wird auf diese Problemstellungen weltweit eingegangen und Lösungswege gesucht. Hadjsaid et. al. [HAD99], Gatta et. al. [GAT03] und Mäki et. al. [MÄK04] haben festgestellt, dass durch Einspeisung dezentraler

Energie ins Verteilungsnetz zu Veränderungen in der Stromverteilung kommt und zu Problemen bei den Schutzeinrichtungen hinsichtlich Selektivität führen kann. Verfügt das Netz über die Möglichkeit zur *automatischen Wiedereinschaltung* (AWE), kann es zu Problemen bei der Synchronisation von DEA mit dem übergeordneten Netz (Hauptquelle) oder anderen gleichberechtigten Quellen nach AWE führen.

Also, die wichtigsten Aspekte in diesem Zusammenhang sind:

- Umkehrung der Kurzschlussstromrichtung im Verteilungsnetz
- Beeinflussung des Kurzschlussstrombeitrags
- Beeinflussung der Dauer des Kurzschlussstroms
- Beeinträchtigung der automatischen Wiedereinschaltung (AWE)
- Probleme bei der Synchronisation der DEA mit der Hauptquelle oder anderen gleichberechtigten Quellen nach AWE

Des Weiteren sind diese Aspekte von der eingesetzten Technologie von DEA (Synchrongenerator über Transformator, Asynchrongenerator über Transformator oder Umrichter, Gleichstromquelle über Umrichter) abhängig. Damit auch die rotierenden Betriebsmittel ihre Stabilität nicht verlieren, sind kurze Fehlerklärungszeiten erforderlich [GAT03].

Eine andere Möglichkeit, die Versorgungszuverlässigkeit der Verbraucher zu erhöhen, wäre die Möglichkeit einer gezielten und gewollten Inselnetzbildung nach Fehlerklärung [HAD99], [HHH04]. Auch beim Inselnetzbetrieb müssen alle sicherheitstechnischen Aspekte der Schutztechnik weiterhin Beachtung finden.

Es ergibt sich, dass nach Einbindung neuer DEA ins Netz geeignete Anpassungsmaßnahmen für das (Überstromzeit-) Schutzsystem notwendig werden, die das notwendige Niveau an Selektivität und Stabilität für den Netzparallel- und Inselbetrieb gewähren. Die einfachsten Abhilfemaßnahmen, die entstehenden Probleme zu lösen, sind die Anpassung der Einstellungen der Schutzeinrichtungen und/oder die Anwendung von richtungssensitiven Schutzfunktionen. Jedoch, je mehr der einspeisenden DEA ans Netz angeschlossen wird, desto komplizierter wird die selektive Einstellung von (Überstromzeit-) Schutzeinrichtungen. Um dieses Problem zu vermeiden, fordern Illiceto et. al. [GAT03] von den DEA, dass sie die Kurzschlussstromverhältnisse im Netz so wenig wie möglich beeinflussen, was aber nicht der Realität entspricht. Eine andere Möglichkeit, das Problem der selektiven Einstellung der Schutzeinrich-

tungen zu lösen, wäre der Einsatz von einem iterativen bzw. optimierten Berechnungsprozess ([MÄK04], [ABY03]), der aufgrund von den gegebenen Netz- und Anlagendaten offline koordinierte (Überstromzeit-) Schutzeinstellungen standardisierter Auslösekennlinien liefert. Ob dieser Berechnungsprozess für alle Fälle konvergiert und die Auslösezeiten zur Gewährleistung der Stabilität kurz genug sind, bleibt in Frage gestellt.

Darüber hinaus sind andere Konzepte zur Lösung dieser Probleme erforderlich. Die Untersuchungen eines Netzausläufers von Brahma und Girgis [BRA02] haben gezeigt, dass die Verwendung von mikroprozessorbasierten (Überstromzeit-) Schutzeinrichtungen bei angeschlossenen DEA mit den folgenden Anforderungen notwendig sind:

- Verschiedene Auslösekennlinien für den Betrieb mit und ohne angeschlossene DEA
- Möglichkeit der Nutzung von benutzerdefinierten Auslösekennlinien.

Adaptive Schutzeinrichtungen sind als Ergebnis dieser Studie für veränderte Netzbedingungen zwingend erforderlich. In einer weiteren Studie [BRA04] wird vorgeschlagen, das Gesamtsystem in Zonen einzuteilen, wobei in jeder Zone ausreichend viele DEA installiert sein müssen. Außerdem soll die größte DEA die Frequenzregelung übernehmen. Diese Zonen sind über „zonenbildende“ Schalter verbunden und werden von einem so genannten „Hauptrelais“, das sich in einem Umspannwerk befindet, gesteuert. Die Schalter müssen außerdem synchronisationsfähig sein. Das Hauptrelais ist ein computerbasiertes Gerät, das große Datenmengen analysieren und speichern kann und mit anderen Geräten, wie z.B. den zonenbildenden Schaltern und den Schutzrelais der DEA kommuniziert. Das Hauptrelais soll den Fehler erkennen, die Art und den Ort dieses Fehlers finden und dann die fehlerhafte Zone durch das Öffnen von entsprechenden Schaltern isolieren. Auch die zu dieser Zone gehörenden DEA müssen vom Netz getrennt werden. Auf diese Weise können die restlichen Zonen in einem normalen Betrieb weiter betrieben werden. Auch die AWE-Funktion übernimmt das Hauptrelais. Der oben beschriebene Schutzalgorithmus erfordert eine kontinuierliche Echtzeitmessung verschiedener Größen sowie die Synchronisation aller dreiphasigen Stromzeiger jeder DEA im System und der Hauptquelle. Außerdem werden kontinuierlich die Energieflussrichtungen berechnet. Die Phasenmesseinrichtungen für die Synchronisation verwenden den Takt eines GPS-Empfängers ([JIA99], [JIA00], [JIO00]).

Die oben vorgeschlagene Vorgehensweise hat folgende Nachteile:

- Der Messaufwand, insbesondere die Verwendung von GPS-Empfängern für die Synchronisation, ist hoch.
- Die Zonenaufteilung ist nicht praktikabel, da die dargebotsabhängigen Energieerträge aus erneuerbaren Energiequellen unberücksichtigt bleiben. Dadurch sind die Verhältnisse zwischen Erzeugung und Verbrauch in der auf diese Art beschriebenen Zonen unbestimmt.
- Der kommunikationstechnische Aufwand ist groß, da riesige Datenmengen in Echtzeit zum zentralen Hauptrelais fließen.

Bei Verwendung eines Hauptrelais besteht bei Ausfall die Gefahr des Versagens des Gesamtschutzkonzeptes.

Um die Fehlerklärungszeiten von (Überstromzeit-) Schutzeinrichtungen zu minimieren, haben Zhang et. al. [ZHA04] in ihrem Ansatz das bestehende Primärnetz ausgenutzt, ohne ein eigenständiges Kommunikationsnetz dafür zu haben, indem sie ein Beschleunigungsmodul integriert haben, das Schalthandlungen schnellerer Schutzeinrichtungen anhand der veränderten Kurzschlussstromverhältnisse erkennt und geeignet reagiert. Dabei blieb das bisherige Schutzkonzept klassischer Staffelung unverändert. Dieses Konzept entstand nicht aus dem Problem der Zunahme von DEA heraus, sondern aus dem Problem, eine prinzipielle Veränderung der unterlagerten Netze aufzunehmen, wenn durch Zwischeneinspeiser die Knotendichte pro Abzweig zunimmt und sich die Fehlerklärungszeiten durch klassische Staffelung standardisierter (Überstromzeit-) Schutzeinrichtungen erhöhen.

Distanzschutzgeräte können Fehler in Schnellzeit klären. Chilvers et. al. [CHI03] schlagen ein Konzept vor, unterlagerte Netze mit einspeisenden DEA durch Distanzschutzeinrichtungen zu schützen. Zwischeneinspeisende DEA beeinflussen jedoch die Distanzmessung und begrenzen somit die maximal mögliche Leistung angeschlossener DEA. Da die an verschiedenen Netzknoten angeschlossene DEA oft die Kurzschlussleistung erhöhen, können als Zusatzeinrichtungen Kurzschlussstrombegrenzer notwendig werden, die wiederum die Funktionsweise des Distanzschutzes deutlich einschränken. Die Auswirkungen wurden in der CIGRE Arbeitsgruppe A3.16 „Fault Current Limiters – Impact on Protections Schemes“ untersucht.

Diese Ausführungen zum „Stand der Forschung“ zeigen, dass sich die Fachwelt über die prinzipiellen Auswirkungen ([DEG04], [SAL01], [SCH99], [BOP03], [YAG03], [HAK05], [SHU06], [KEI07]) und dem sich daraus ergebenden Handlungsbedarf weitgehend einig ist. Bei den Lösungen sind aber lediglich divergierende Ansätze zu er-

kennen, die jeweils nur Teilaspekte der Problematik berücksichtigen und den Gedanken Netz und Schutz als Gesamtsystem zu betrachten vermissen lassen. Um nicht zuletzt den sicherheitstechnisch relevanten Zielen des Netzschutzes nach Schnelligkeit, Empfindlichkeit und Selektivität und der Aufgabe einer zuverlässigen elektrischen Energieversorgung mit DEA Rechnung zu tragen, bedarf es einer ganzheitlichen Untersuchung und der Erarbeitung von systematischen Lösungen und grundlagenorientierten Konzepten, die momentan in der Fachwelt noch nicht zu erkennen sind.

2.2 Normative und technische Randbedingungen

Bei der Netz- und Schutzauslegung sind diverse Normen, Vorschriften und Richtlinien sowie erfahrungsspezifische Kenntnisse anzuwenden. Die Gesamtheit aller dieser Parameter bildet die Randbedingungen für den Normalbetrieb und die Störfälle im elektrischen Energieversorgungssystem.

Die Randbedingungen (RB) sind eine Funktion, die verschiedene Variablen enthält und folgendermaßen beschrieben werden kann:

$$RB = f(x_1, x_2, \dots, t) \quad (2.1)$$

Die Randbedingungen stellen eine in sich geschlossene Form dar und verhalten sich wie eine nicht lineare Funktion (Bild 2.2).

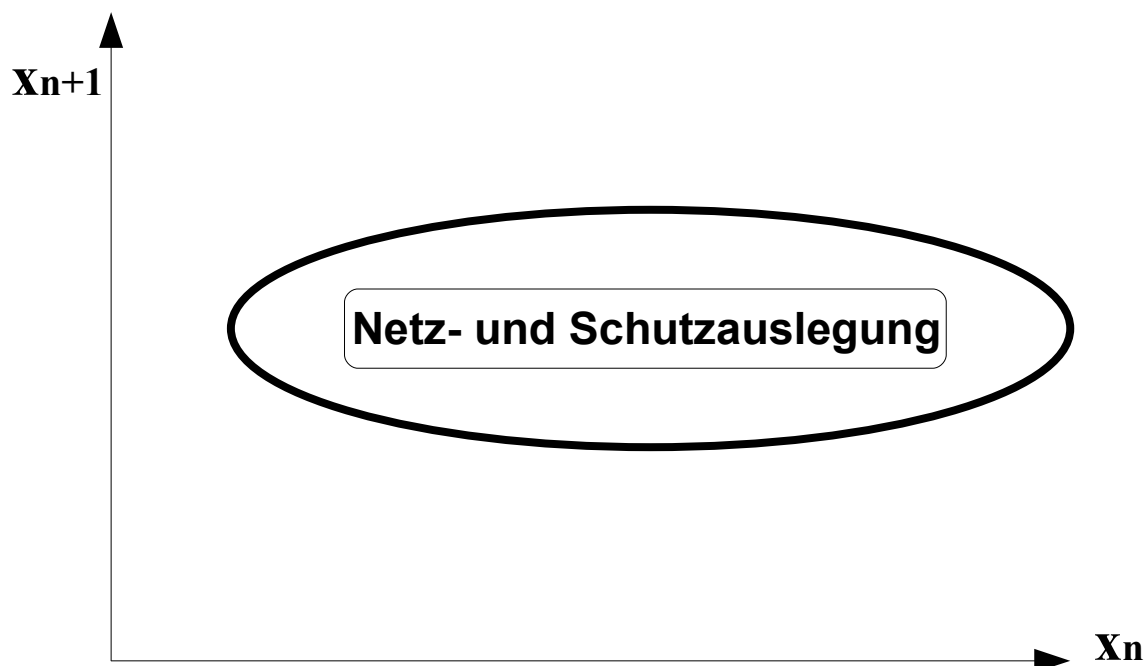


Bild 2.2: Randbedingungen für die Netz- und Schutzauslegung

Für eine Analyse der möglichen Auswirkungen auf die Netz- und Schutztechnik in elektrischen Verteilungsnetzen mit einem hohen Anteil dezentraler Einspeiser ist es unabdingbar, die technischen und normativen Randbedingungen, die im Zusammenhang mit der Integration Erneuerbarer Energien in Verteilungsnetze angewendet werden können, hier zusammen zu fassen.

2.2.1 Normative Randbedingungen

Folgende relevante Normen, Verordnungen und Richtlinien sollen bei der Planung, Errichtung und Anbindung dezentraler Stromerzeugungsanlagen angewendet werden:

- AVBEltV – Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden
- TAB 2007 – Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz 2007
- VDEW-Richtlinien Eigenerzeugungsanlagen am NS-Netz [EIG01]
- VDEW-Richtlinien Eigenerzeugungsanlagen am MS-Netz [EIG98]
- VDN-Richtlinie Distribution Code 2007 [DCO07]
- Örtliche Richtlinien und Hinweise der jeweiligen Netzbetreiber
- Notstromaggregate – VDEW-Richtlinie für Planung, Errichtung und Betrieb von Anlagen mit Notstromaggregaten 2004
- Richtlinie für den Anschluss von USV-Anlagen in Drehstromtechnik im Leistungsbereich von 10 kVA bis 2 MVA an das öffentliche Netz. Herausgeber: VDEW-e.V und ZVEI, 1994, VDEW-Verlag Frankfurt am Main
- DIN EN 62040-3 (VDE 0558 Teil 560): 2002-02 Unterbrechungsfreie Stromversorgungssysteme (USV) – Teil 3: Methoden zum Festlegen der Leistungs- und Prüfungsanforderungen. Berlin, Offenbach: VDE Verlag

Das am 13. Juli 2005 in Kraft getretene EnWG sieht eine Trennung der bisherigen AVBEltV in die Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) und die Grundversorgungsordnung (GVV) vor. Durch die Marktöffnung wurde das traditionell zweiseitige

Verhältnis zwischen Tarifkunden und EVU durch ein dreiseitiges Verhältnis von Kunden, Energielieferanten und Netzbetreibern ersetzt.

2.2.2 Technische Randbedingungen für die Schutztechnik

Die Überlastungen und Fehler (z.B. Kurzschlüsse), die in elektrischen Netzen entstehen, beanspruchen die elektrischen Betriebsmittel sowohl thermisch als auch dynamisch. Die Netzbetriebsmittel müssen ausreichend bemessen werden, so dass die Beanspruchung keine zerstörende Wirkung aufzeigt.

Bei der Auslegung der Schutztechnik gibt es die allgemein bekannten Randbedingungen, die die Einstellung der Schutzgeräte begrenzen. Der Netz- und Schutzplaner muss bei Parametrierung der Schutzgeräte entsprechende Abstände einhalten, um diese technischen Randbedingungen nicht zu verletzen und die Schutzziele zu erreichen.



Bild 2.3: Konventioneller Schutz und die Randbedingungen im I-t-Diagramm

Diese technischen Randbedingungen sind im Wesentlichen gegeben durch:

- *Bemessungsströme/Betriebsströme* der Verbraucher (Das Relais muss nicht bei Betriebsströmen auslösen, die im Bemessungsbereich der Anlagen liegen)
- *Randbedingungen* der Betriebsmittel (Anlauf der Betriebsmittel sowie deren maximal zulässige Überlastbarkeit und Kurzschlussbelastbarkeit)

- *Kurzschlussströme* im jeweiligen Schutzbereich (relevant für die Selektivität des Schutzes)

Das Bild 2.3 zeigt, wie ein konventioneller Schutz von den Randbedingungen umgeben ist. Eine korrekte Einstellung des Schutzes ist dann gewährleistet, wenn alle Schutzziele erreicht sind und die Randbedingungen unverletzt bleiben.

Diese technischen Randbedingungen werden bei der Entwicklung des angepassten Schutzkonzeptes berücksichtigt und müssen daher beschrieben werden (2.2.2.1 – 2.2.2.3).

2.2.2.1 Bemessungsströme der Verbraucher

Diese Randbedingung ist gegeben durch den Bemessungsstrom/Betriebsstrom aller Verbraucher im zu schützenden Netzabschnitt. Dabei ist zwischen einer Sternschaltung (2.2) und Dreieckschaltung (2.3) zu unterscheiden.

$$I_{strY} = \frac{U_r}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{S_Y}{\sqrt{3} \cdot U_r} \quad (2.2)$$

$$I_{str\Delta} = \frac{U_r}{Z} = \frac{S_{\Delta}}{3 \cdot U_r} \quad (2.3)$$

2.2.2.2 Randbedingungen der Betriebsmittel

Für die dynamische Beanspruchung ist der Stoßkurzschlussstrom i_p (2.5), für die thermische Beanspruchung der thermisch wirksame Kurzschlussstrom I_{th} (2.7) maßgebend. Man erhält aus der Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung S'_K die Größen [VDE02]:

Anfangs-Kurzschlusswechselstrom:

$$I'_K = \frac{S'_K}{\sqrt{3} \cdot U_r} \quad (2.4)$$

Stoßkurzschlussstrom (Scheitelwert):

$$i_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I'_K \quad (2.5)$$

Der in (2.5) enthaltene Stoßfaktor κ :

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/X} \quad (2.6)$$

Der thermisch wirksame Kurzschlussstrom:

$$I_{th} = I_k'' \cdot \sqrt{m+n} \quad (2.7)$$

Darin sind:

m – der Faktor für den Wärmeeffekt des Gleichstromanteils und n – des Wechselstromanteils.

Da jedes Betriebsmittel seine eigenen Beanspruchbarkeitsgrenzen hat, wird im Weiteren auf jedes einzelne Element eingegangen.

Leitungen

Während des Betriebes werden die Leitungen von den existierenden Wärmequellen erwärmt. Im Falle von isolierten Leitungen und bei Kabeln wird nicht nur der Leiter selbst erwärmt, sondern auch die Isolation, die ihn umgibt. In meisten Fällen besteht die Isolation aus organischen Isolierstoffen, die bei Erwärmung einem Alterungsprozess unterliegt und somit das Isolationsvermögen verschlechtert. Aus diesen Gründen sind die maximal zulässigen Leitertemperaturen schon festgelegt, die nicht überschritten werden können und vom Isoliermaterial abhängig sind.

Leitungen sind nach der thermischen Belastung im Betriebs- und Störfall zu bemessen. Die dynamische Beanspruchung bestimmt die Bauart und die Verlegung der verwendeten Leitung.

Dynamische Beanspruchung

Die bei einem Kurzschluss entstehenden Kräfte sind proportional dem Quadrat des Stoßkurzschlussstromes i_p . Dabei schon bei mittleren Stoßkurzschlussströmen können sie die Kabel und Endverschlüsse mechanisch beanspruchen. Bei bewehrten mehradrigen Kabeln werden die innerhalb des Kabels auftretenden Kurzschlusskräfte von der Verseilung, dem Mantel und der Bewehrung aufgenommen [SE100].

Für *mehradrige Niederspannungskabel* nach HD 603/IEC 60502-1/DIN VDE 0276-603 und HD 604/DIN VDE 0276-604 ist ein Stoßkurzschlussstrom bis 40 kA zulässig [SE100]. In Niederspannungsanlagen haben die Stoßkurzschlussströme nicht die Bedeutung wie in Mittelspannungsanlagen, da die Ströme z.B. durch die verwendeten Sicherungen (diese trennen schon während des Stromanstiegs innerhalb der ersten Halbwelle) auf Werte unter 40 kA begrenzt werden. Zusätzliche Bandagen für Nie-

derspannungskabel und Prüfungen auf höhere Stoßkurzschlussfestigkeit sind daher nicht üblich.

Thermische Beanspruchung

Die größte thermische Beanspruchung entsteht beim größten Kurzschlussstrom [HEU95]. Im Allgemeinen ist der KS-Strom beim dreipoligen Fehler größer als bei zwei- oder einpoligem. Nur in Netzen mit starrer Sternpunktterdung (NS-Netze), in denen die Voraussetzungen für eine wirksame Sternpunktterdung entsprechend DIN VDE 0111 erfüllt werden, kann der Fehlerstrom bei einpoligem Erdkurzschluss und beim zweipoligen KS mit Erdberührung größer werden als bei dreipoligem KS [SEI00]. Ein Querschnitt ist ausreichend bemessen, wenn für eine Belastung, die durch den thermisch wirksamen Kurzschlussstrom I_{th} und eine Kurzschlussdauer t_k gegeben ist, folgende Bedingung für die Belastbarkeit bei Kurzschluss erfüllt ist:

$$I_{th} \leq I_{thz}$$

I_{thz} – zulässige thermische Kurzschlussbelastbarkeit.

Die I_{thz} für eine Kurzschlussdauer t_k kann wie folgt beschrieben werden [HEI99]:

$$I_{thz} = q_n \cdot J_{thr} \cdot \sqrt{\frac{t_{kr}}{t_k}} \quad (2.8)$$

Darin sind:

- q_n – Nennquerschnitt des Leiters,
- J_{thr} – Bemessungs-Kurzzeitstromdichte,
- t_{kr} – Bemessungs-Kurzschlussdauer von 1s.

Da vom Hersteller normalerweise der Wert des Bemessungs-Kurzzeitstroms für die Bemessungs-Kurzschlussdauer von 1s bekannt gegeben wird, wird die Formel (2.8) zu einem folgenden Ausdruck umgeschrieben:

$$I_{thz} = I_{thr} \cdot \sqrt{\frac{t_{kr}}{t_k}} \quad (2.9)$$

Mit Hilfe dieser Formel kann aus einem, vom Hersteller gegebenen Wert, eine Kurzschlussbelastbarkeitskurve des Kabels definiert werden.

Beispielhaft ist die Kurzschlussbelastbarkeitskurve eines NS-Kabels N2XRY 3x300/150 im Bild 2.7 dargestellt.

Transformatoren

Bei den Transformatoren aller Art und Leistungen sind zwei Charakteristiken maßgebend, die als Randbedingungen gelten. Das sind der Einschaltstrom (Inrush-Strom i_{rush}) und die Kurzschlussbelastbarkeitskurve (Damage-Curve) des Transformators.

Der Inrush-Strom ist bei Transformatoren abhängig von Bauart, Ausführung, Wicklungsaufbau, Anwendung, Leistung usw. und wird durch elektromagnetische Ausgleichsvorgänge (Rusheffekt) beim Aufbau des magnetischen Felds hervorgerufen. Inrush-Ströme können beim Einschalten leerlaufender Transformatoren bis 18fachen des Scheitelwerts des Primärbemessungsstroms (bei Transformatoren kleiner Leistung) auftreten. Das Verhältnis von Inrush-Strom zu Bemessungsstrom wird mit steigender Transformatorleistung geringer [GER98].

Inrush-Ströme sind abhängig vom Einschaltaugenblick und von der Vormagnetisierung des Eisenkerns. Sie haben Bedeutung für die Einstellung des Transformator-differentialschutzes, für Spannungseinbrüche im Netz beim Einschalten großer Transformatoren und für Schaltüberspannungen.

Die Hüllkurve des Inrush-Verlaufs weist einen exponentiellen Verlauf auf und klingt in wenigen Perioden nach (2.10) [GER98] ab:

$$i_{rush}(t) = \left(\frac{i_{rush}}{\sqrt{2} \cdot I_r} \right) \cdot I_r \cdot e^{-\frac{t}{c}} = \left(\frac{I_{rush}}{I_r} \right) \cdot I_r \cdot e^{-\frac{t}{c}} \quad (2.10)$$

In dieser Formel hängt $\frac{I_{rush}}{I_r}$ von der S_{rT} ab und ist auf dem Bild 2.4 dargestellt.

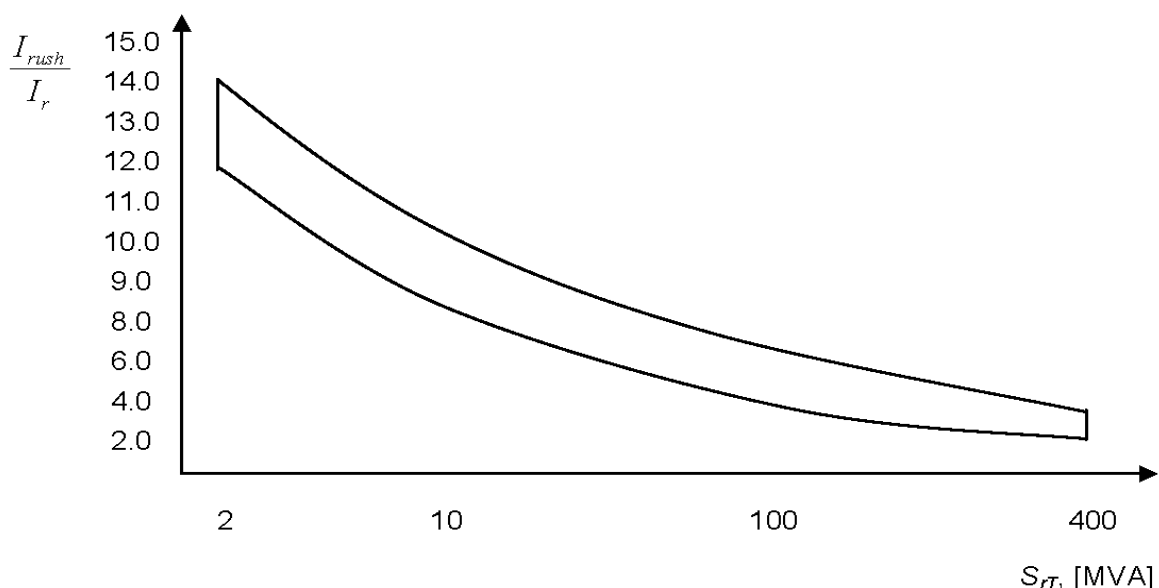


Bild 2.4: Abhängigkeit des Einschaltstromstoßes von der Transformator-Bemessungsleistung

Faktor c ist eine Zeitkonstante und ihre Werte können aus der Tabelle 2.1 abgelesen werden.

Tabelle 2.1: Zeitkonstante für verschiedene Transformatorgruppen

Bemessungs- scheinleistung [MVA]	0,5 ... 1,0	1,0 ... 10	>10
Zeitkonstante c [s]	0,16 ... 0,2	0,2 ... 1,2	1,2 ... 72

Damage – Curve (Zerstörungskennlinie) des Transformators wird aufgrund der thermischen und mechanischen Wirkung der Kurzschlussströme definiert. D.h. die *Damage – Curve* setzt sich aus der mechanischen und thermischen Kennlinie zusammen. Im Anhang A von ANSI/IEEE C37.91-1985 „Application of transformer through-fault current duration guide to protection of power transformers“ werden die Techniken für Aufbau von Zerstörungskennlinien für die vier möglichen Transformator-kategorien I-IV beschrieben.

Tabelle 2.2 stellt vier Kategorien von Transformatoren verschiedener Bemessungs-scheinleistungen dar. Diese Werte gelten für Transformatoren mit Isoliermedium Öl.

Tabelle 2.2: Übersicht der vier Transformator-kategorien mit Isoliermedium Öl

Kategorie	Bemessungs-scheinleistung des Transformators [kVA]	
	Einphasig	Dreiphasig
I	5 – 500	15 – 500
II	501 – 1.667	501 – 5.000
III	1.668 – 10.000	5.001 – 30.000
IV	> 10.000	> 30.000

Es gilt, dass die *Damage – Curve* von Transformatoren der Kategorie I (Transformatoren mit Bemessungs-scheinleistung unter 500 kVA) nur durch die thermische Kennlinie repräsentiert werden kann.

Transformatoren anderer Kategorien müssen als eine Kombination aus thermischer und mechanischer Kennlinie repräsentiert werden. Aufgrund ihrer spezifischen Form werden diese kombinierten Kennlinien häufig als ANSI – Curve oder Z – Curve bezeichnet.

Tabelle 2.3 enthält die Formeln zur Berechnung der Punkte für den Aufbau der ANSI – Kurven für Transformator-kategorien I-IV.

Tabelle 2.3: Aufbau der ANSI – Kurven für die vier Transformator-kategorien

Punkt der ANSI – Kurve	Transformator-kategorie	Zeit [s]	Strom [A]
1	I ^a	$t = 1250 \cdot (Z_T)^2$	$I = I_r / Z_T$
	II	$t = 2$	$I = I_r / Z_T$
	III, IV	$t = 2$	$I = I_r / Z_T$
2	II	$t = 4,08$	$I = 0,7 \cdot I_r / Z_T$
	III, IV	$t = 8$	$I = 0,5 \cdot I_r / Z_T$
3	II	$t = 2551 \cdot (Z_T)^2$	$I = 0,7 \cdot I_r / Z_T$
	III, IV	$t = 5000 \cdot (Z_T)^2$	$I = 0,5 \cdot I_r / Z_T$
4	I, II, III, IV ^b	$t = 50$	$I = 5 \cdot I_r$

Wo

Z_T – Transformatorimpedanz in p.u.

I_r – Bemessungsstrom des Transformators in A

^a – Minimale zulässige Transformatorimpedanz für Berechnung t und I

Einphasig [kVA]	Dreiphasig [kVA]	Minimum Z_T in p.u. des Transformators
5 – 25	15 – 75	0,0250
37,5 – 100	112,5 – 300	0,0286
167 – 500	301 – 500	0,0400

^b – Punkt 4 der ANSI – Kurve wurde als Bezugspunkt ausgewählt.

Die thermische Damage – Curve wächst auf 1800s und kann bei 1000s gezeichnet werden

Die ANSI – Kurve eines Beispieltransformators (10/0,4-kV, 1 MVA, Schaltgruppe Dyn5) der Kategorie II ist im Bild 2.7 dargestellt.

Asynchronmotoren

Das weitere wichtige Betriebsmittel im Netz ist der Asynchronmotor. Das Anlaufverhalten eines Asynchronmotors ist im Bild 2.5 erkennbar. Dieses Bild zeigt zwei kritische Situationen der erhöhten Stromaufnahme, die auf die Schutzeinstellung einen wesentlichen Einfluss haben und deswegen als Randbedingungen gelten:

- *Einschaltstrom* (I_p) – ist abhängig vom Einschaltaugenblick und erreicht die Werte bis zum 8 fachen des Bemessungsstroms (I_e). Seine Zeitdauer (t_s) ist ziemlich kurz, ist jedoch im Falle einer falschen Parametrierung des Schutzes zum Ansprechen bzw. zum Auslösen des Relais ausreichend.
- *Anlaufstrom* (I_a) – ist in seiner Höhe von der Konstruktion des Motors abhängig. Die Anlaufzeit (t_a) wird jedoch durch die angetriebene Maschine bestimmt und ist von deren Gegenmoment abhängig. Die Schwere des Anlaufs wird nach der Anlaufzeit beurteilt.

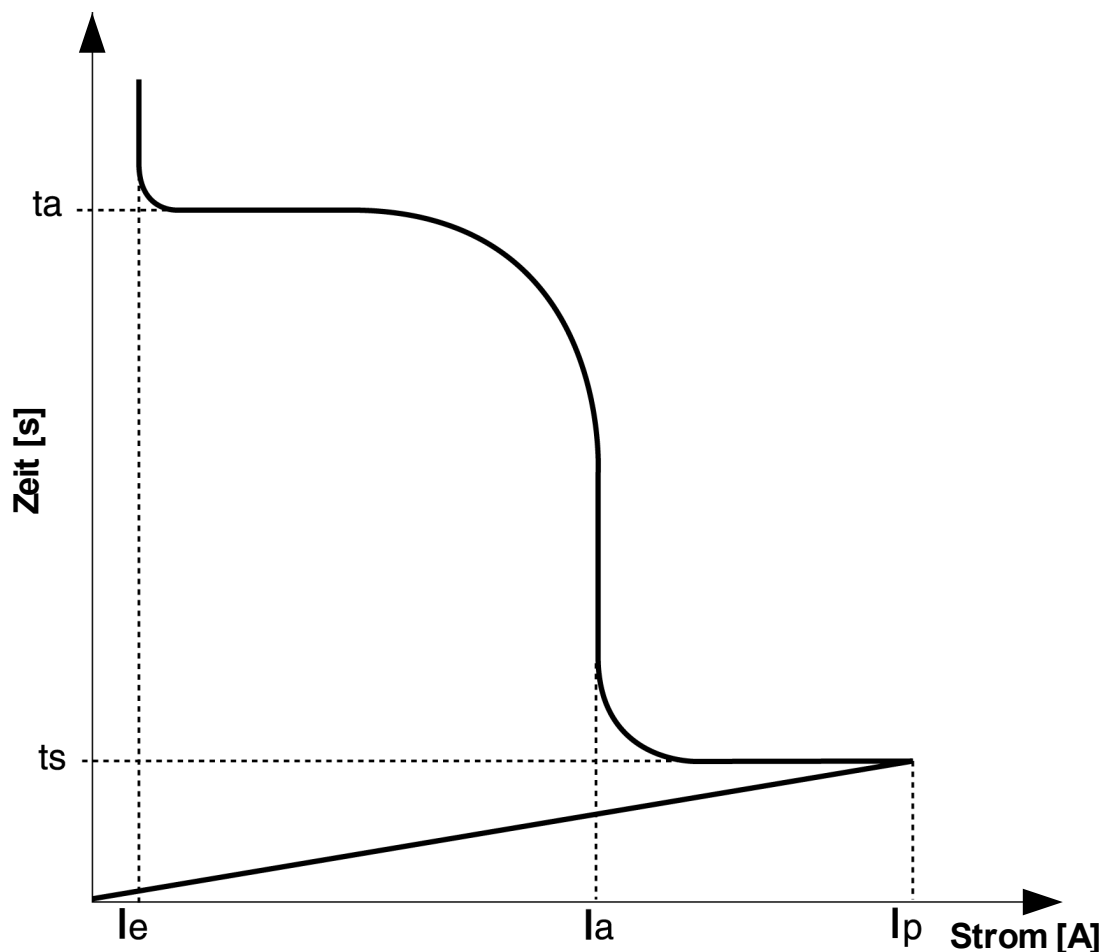


Bild 2.5: Anlaufverhalten eines Drehstrom-Asynchronmotors [ABB07]

Die im Bild 2.5 dargestellte Kennlinie stellt die Hüllkurve der Einschalt- und Anlaufkurven des Asynchronmotors dar. Diese Kennlinie wird durch folgende Größen charakterisiert:

I_e	Bemessungsstrom des Asynchronmotors
I_a	Anfangswert des Anlaufstroms
I_p	Max. Momentanwert des Einschaltstroms
t_a	Anlaufzeit
t_s	Dauer der transienten Phase

Die Anlaufkurve und der Bemessungsstrom eines NS-Motors (0,4-kV, 400 kVA, $I_{rM} = 577$ A) sind im Bild 2.7 dargestellt.

2.2.2.3 Maximale und minimale Kurzschlussströme

Die Verfahren zur Berechnung der maximalen und minimalen Kurzschlussströme sind den DIN VDE 0102/2002 bzw. IEC EN 60909-0 Vorschriften [VDE02] zu entnehmen. Die Bedingungen zur Berechnung der größten bzw. der kleinsten Kurzschlussströme werden hier jedoch kurz zusammengefasst, weil die Schutzorgane die maximalen Kurzschlussströme beherrschen müssen, ohne zerstört zu werden sowie bei minimalen Kurzschlussströmen noch sicher und selektiv auslösen:

Maximale Kurzschlussströme

- Der Spannungsfaktor c_{max} ist nach [VDE02] einzuführen. In den meisten Fällen gilt $c_{max} = 1,1$.
- Die Netzschaltung (das Ersatznetz) soll mit minimaler Ersatzimpedanz $Z_{Q,min}$ oder maximalen Kraftwerks- und Netzeinspeisungen S'_{max}, I'_{max} gewählt werden.
- Asynchronmotoren sollten aufgrund ihrer Rückspeisung zum Kurzschlussort angemessen berücksichtigt werden.
- Die Wirkwiderstände von Freileitungen und Kabeln sind bei einer Temperatur von 20 °C einzuführen.

Minimale Kurzschlussströme

- Der Spannungsfaktor c_{min} ist nach [VDE02] einzuführen. Der Spannungsfaktor liegt im folgenden Bereich: $c_{min} = 0,95 \div 1$.

- Die Netzschaltung (das Ersatznetz) soll mit minimalen Kraftwerks- und Netzeinspeisungen S''_{min}, I''_{min} gewählt werden.
- Asynchronmotoren sollen vernachlässigt werden.
- Die Wirkwiderstände von Freileitungen und Kabeln sind bei einer höheren Temperatur nach Formel (2.11) einzuführen.

$$R_L = [1 + \alpha(\Theta_e - 20 \text{ } ^\circ\text{C})] \cdot R_{L20} \quad (2.11)$$

Dabei sind

- R_{L20} der Wirkwiderstand bei einer Temperatur von 20 °C;
 Θ_e die Leitertemperatur in °C am Ende der Kurzschlussdauer;
 $\alpha = 0,004 / K$ Temperaturkoeffizient

Der Bereich, der sich zwischen dem minimalen und maximalen Kurzschlussstrom befindet, stellt das Kurzschlussstromband dar. Beispielhaft wurden in das Bild 2.7 der maximale KS-Strom ($I_{Kmax} = 17,468 \text{ A}$) und der minimale KS-Strom ($I_{Kmin} = 9,235 \text{ A}$) eingetragen.

2.2.3 Zusammenfassung der Randbedingungen

Um die Randbedingungen, die in Kapiteln 2.2.2.1 bis 2.2.2.3 beschrieben wurden, zusammen zu fassen, wird ein Netzausschnitt im Bild 2.6, bestehend aus einem Verteilungstransformator, NS-Kabel und Asynchronmotor, betrachtet. An der 0,4-kV-Sammelschiene wird ein Kurzschluss unterstellt. Das Bild 2.7 stellt die Randbedingungen für dieses Teilnetz in einem I-t-Diagramm dar.

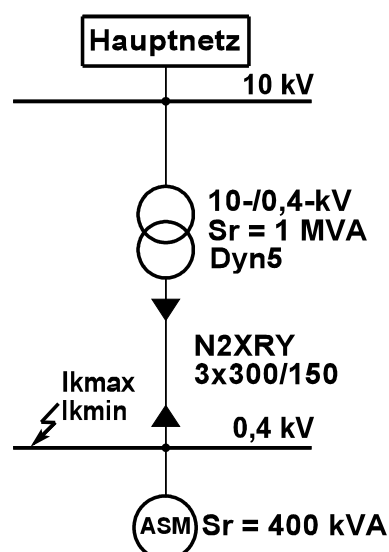


Bild 2.6: Beispielteilnetz zur Veranschaulichung der Randbedingungen

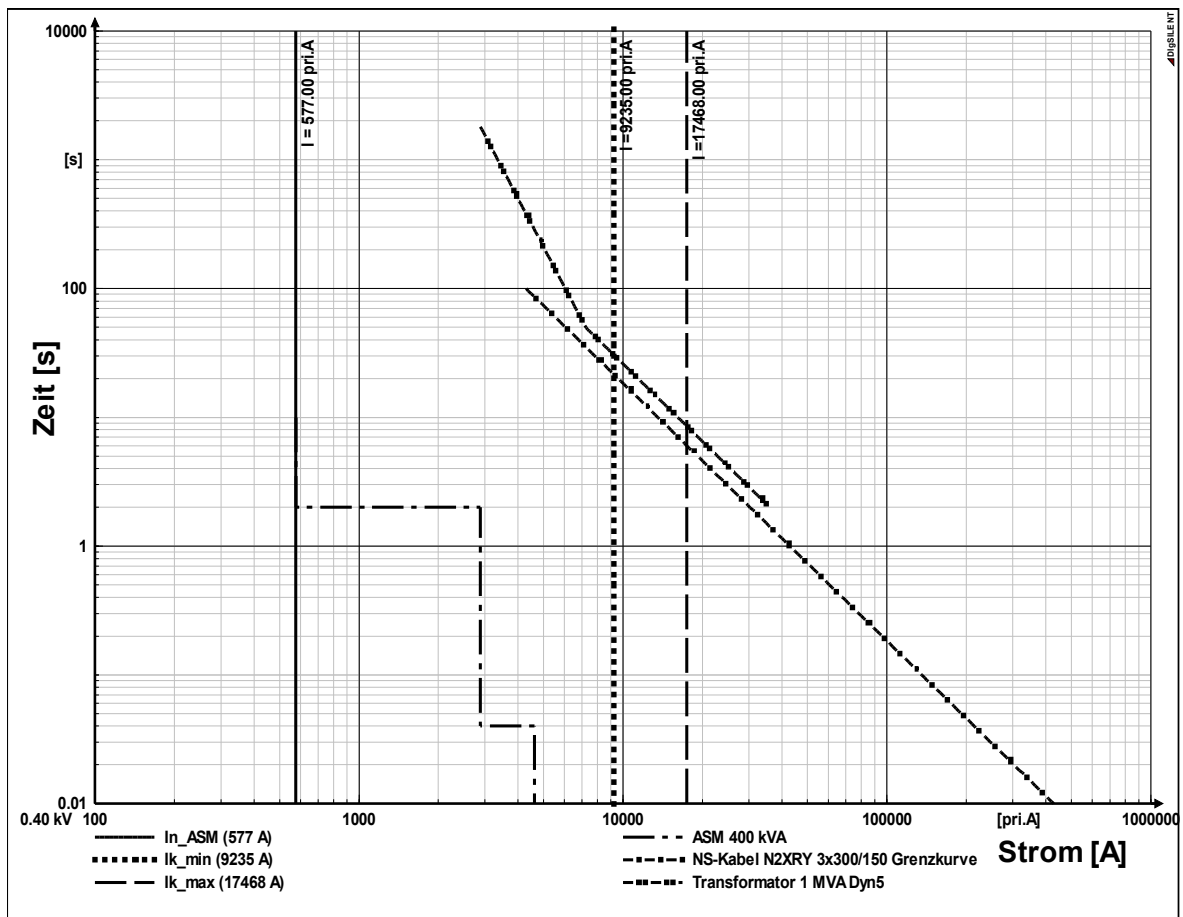


Bild 2.7: Randbedingungen im doppel-logarithmischen Maßstab

2.3 Rotierende und statische Umwandlungssysteme für dezentrale Stromerzeugungsanlagen

Die Umwandlung der Energie aus erneuerbaren Quellen in die elektrische Energie wird über spezielle Wandlerysteme ermöglicht. Zum elektrischen Teil dieser Systeme gehören die Synchrongeneratoren, Asynchrongeneratoren und Umrichtersysteme.

2.3.1 Synchronmaschinen

Mittelspannungs- und Niederspannungsmaschinen tragen zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom, zum Stoßkurzschlussstrom, zum Ausschaltwechselstrom bei.

Die Berücksichtigung der Synchronmaschinen in der statischen Kurzschlussstromberechnung kann der [VDE02] entnommen werden.

2.3.2 Asynchronmaschinen

Mittelspannungs- und Niederspannungsmaschinen tragen zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom, zum Stoßkurzschlussstrom, zum Ausschaltwechselstrom bei.

Die Berücksichtigung der Asynchronmaschinen in der statischen Kurzschlussstromberechnung kann der [VDE02] entnommen werden.

2.3.3 Statische Stromrichter

Die netzgeführten und die selbstgeführten Stromrichter (SR) tragen zum Kurzschlussstrom unterschiedlich bei. Beim netzgeführten SR fließt der Gleichstrom ins Netz und erhöht den Stoßkurzschlussstrom. Dieser Effekt ist jedoch zu vernachlässigen. Beim selbstgeführten SR fließt der Wechselstrom ins Netz und trägt sowohl zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom als auch zum Stoßkurzschlussstrom bei. Der Stromrichterantrieb kann dabei als ein Asynchronmotor mit einem geringen Anlaufstrom behandelt werden [BAL01]. Folgende Werte werden nach [VDE02] empfohlen:

$$I_{LR} / I_{rM} = 3 \quad (2.12)$$

$$R_M / X_M = 0,1 \quad (2.13)$$

Dabei stehen die Abkürzungen *LR* (Anzugs-(festgebremster) Rotor) für den Anzugsstrom und *M* für Motor.

3 Analyse und Feststellung der Probleme in elektrischen Verteilungsnetzen mit hohem Anteil DEA

Als Einleitung zu diesem Kapitel zeigt das Bild 3.1 ein Beispiel eines Teilnetzes, wie ein zukünftiges Verteilungsnetz mit einem hohen Anteil dezentraler Stromerzeugungsanlagen (Autonomic Demand Area Power System) aussehen könnte.

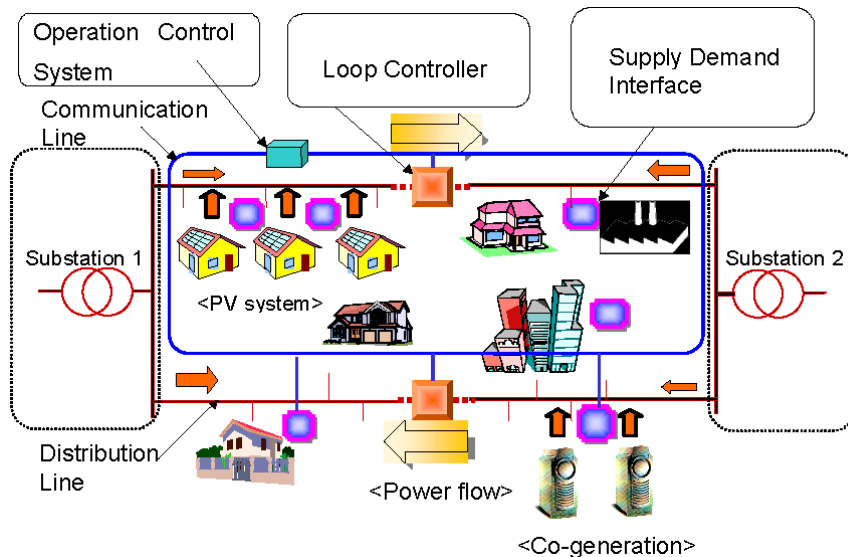


Bild 3.1: Beispiel eines zukünftigen Netzes mit einem hohen Anteil dezentraler Einspeiser [YAG03]

In diesem Kapitel wird analysiert, welche Auswirkungen auf den Betrieb der Netz- und Schutztechnik die Integration immer wachsender Anteile von DEA in konventionelle Verteilungsnetze hat. Dabei muss festgestellt werden, welche Probleme, Gefahren, Risiken als auch die Chancen entstehen können.

3.1 Vergleich der Verteilungsnetze mit und ohne DEA

Das Verteilungsnetz hat seinen Namen aus dem Grund bekommen, dass die in diese Netze von den Übertragungsnetzen eingespeiste Energie über das Hoch- (in Deutschland ≤ 110 kV [DCO07]), Mittel- und Niederspannungsnetz an die Endverbraucher verteilt wird. Also, das Verteilungsnetz hat die Aufgabe, elektrische Energie zu verteilen. In dieser Arbeit werden diese Netze als *konventionelle Verteilungsnetze* oder einfach *Verteilungsnetze* bezeichnet.

In zukünftigen Netzen werden die DEA verstärkt an die Knoten und Sammelschienen angeschlossen, an denen diese Anschlüsse aus technischen und wirtschaftlichen Gründen sinnvoll und zulässig sind. Oft können das mehrere Anlagen eines oder des unterschiedlichen Typs sein, die auch parallel betrieben werden und die nächstliegenden Verbraucher versorgen. Ist die gesamte Einspeiseleistung aus DEA dieses

Teilnetzes höher als der Gesamtverbrauch aller lokal angeschlossenen Verbraucher, wird diese Überschussenergie (Ausgleichsenergie) ins übergeordnete Netz fließen. In diesem Fall bekommt das Verteilungsnetz eine zusätzliche Aufgabe für Energieausgleich und wird in dieser Arbeit weiterhin als *ausgleichendes Verteilungsnetz* bezeichnet. Einige Aspekte, die die beiden Netze voneinander unterscheiden, wurden in Tabelle 3.1 zusammengefasst.

Tabelle 3.1: Vergleich konventioneller und ausgleichender Verteilungsnetze

Verteilungsnetz (MS+NS)	Ausgleichendes Verteilungsnetz (MS+NS)	Kommentar
<u>Allgemeine Aspekte</u>		
Funktion: Energie zu verteilen.	Funktion: Energie zu verteilen und auszugleichen.	Das Netz muss zusätzlich die Überschussenergie ausgleichen.
Keine Inselnetzfähigen Netze möglich.	Inselnetzfähige Teilnetze (Microgrids) möglich [MIC02].	Teilnetze, in welchen die DEA die nächstliegenden Verbraucher mit der Energie versorgen können, ohne auf die Reserven des öffentlichen Netzes zuzugreifen sowie über die Möglichkeiten der Wirk- und Blindleistungsregelung verfügen, können beim Wegfall des übergeordneten Netzes in Inselnetzbetrieb übergehen. Somit wird die Versorgungssicherheit der Verbraucher in diesen Teilnetzen wesentlich erhöht. (Weitere Voraussetzungen sind z.B. Verfügbarkeit von Netzstörungserkennungsanlagen, Synchronisationseinrichtungen, hinreichend schnelle Leistungsschalter etc.)
Keine virtuellen Kraftwerke möglich.	Bildung virtueller Kraftwerke ist möglich.	DEA, die lokal angeordnet sind und über ein geeignetes intelligentes Regelungs- und Steuerungsmanagement miteinander verbunden sind, können als virtuelles Kraftwerk be-

Verteilungsnetz (MS+NS)	Ausgleichendes Ver- teilungsnetz (MS+NS)	Kommentar
		zeichnet werden.
Es gibt relativ wenig leistungselektronische Komponenten. Die meisten Verbraucher sind rotierende Lasten (Asynchronmotoren) mit einer gewissen Trägheit.	Großer Anteil von leistungselektronischen Komponenten im Netz. Diese DEA (z.B. PV-Anlagen) haben keine Trägheit rotierender Massen.	1. DEA sind über Umrichter ans Netz angeschlossen => Einfluss auf die Netzqualität. 2. Stromrichterdominierte Netze möglich (z.B. in sonnigen Gebieten, wo überwiegend PV-Anlagen ans Netz angeschlossen sind).
Einbindung einzelner DEA ist möglich. Die DEA sollen die Funktionstüchtigkeit des bestehenden Netzes nicht beeinflussen => mehr Aufmerksamkeit an technische und rechtliche Fragen.	Einbindung sehr großer Anzahl von DEA möglich. DEA-Anschlüsse sind ein Optimum von allen Parametern.	Anschluss von DEA aus technischer, wirtschaftlicher oder rechtlicher Sicht.
Mono-direktionaler Leistungsfluss.	Bi-direktionaler Leistungsfluss.	Die Energieflussrichtung ist nicht mehr konstant. Diese Richtung ist abhängig von den Einspeise- und Verbrauchsbedingungen.
Last- und Spannungsprofile durch Prognose und Statistik bekannt.	Erzeugungsprofile von DEA können momentan nicht genau prognostiziert werden.	Die gut bekannten Lastprofile, die die Netzbetreiber aus den Messungen herleiten sowie ständig ändernde Erzeugungsprofile von DEA führen zu ständig ändernden Spannungsprofilen => mehr Aufwand für Spannungshaltung.
<u>Netztechnische Aspekte</u>		
Auslegung nach maxima-	Auslegung nach minima-	Sowohl zulässige Spannungsfälle

Verteilungsnetz (MS+NS)	Ausgleichendes Ver- teilungsnetz (MS+NS)	Kommentar
ler Last.	ler und maximaler Last.	(verursacht durch Verbraucher) als auch Spannungsanhebungen (verursacht durch DEA) müssen bei der Netzauslegung berücksichtigt werden (wechselnde Spannungsprofile).
Nur Spannungsfälle im Netz hervorgerufen durch Verbraucher (Spannungsband nach [ENSPA] ist einzuhalten).	Spannungsanhebungen durch Anschluss von DEA zurzeit begrenzt auf +2% von U_N [EIG98], [EIG01]. (Spannungsband nach [ENSPA] ist einzuhalten).	Betrieb und Einsatztypen von Kompensationseinrichtungen ist zu überlegen.
Verteilungstransformatoren mit Anzapfungen, die im spannungslosen Zustand umschaltbar sind (z.B. 5 Stufen von -2,5 bis +2,5 % von U_N).	Verteilungstransformatoren mit automatischen Stufenschaltern erforderlich.	Durch Einsatz von Verteilungstransformatoren mit automatischen Stufenschaltern wird eine Netzintegration von höheren DEA-Anteilen ermöglicht.
Leistungserhöhung der DEA aufgrund der begrenzten Aufnahmekapazität des Netzes nur schwer möglich.	Repowering fast immer möglich.	Zukünftige Netze können durch geeignete Maßnahmen (z.B. geändertes Netzmanagement) zukünftige Leistungserhöhungen von DEA berücksichtigen.
Fluktuierende Stromerzeugung aus DEA unwichtig, weil Anteile klein sind.	Fluktuierende (dargebotsabhängige) Stromerzeugung aus DEA aufgrund großer Anteile muss beherrscht werden.	Die Einspeisung ist nicht zeitkonstant.
Energieverluste sind nicht beeinflussbar.	Energieverluste sind beeinflussbar.	Da die aus DEA eingespeiste Energie i.d.R. teurer als konventionelle ist, ist zu bestreben, diese Energie

Verteilungsnetz (MS+NS)	Ausgleichendes Verteilungsnetz (MS+NS)	Kommentar
		möglichst lokal zu verbrauchen, ohne sie zu übertragen => Lösung des Problems für Minimierung der Energieverluste der aus DEA erzeugter Energie.
Auslegung von Leitungen nach maximaler Last + Reserve + Wirtschaftlichkeit im Normalbetrieb.	Auslegung von Leitungen nach maximaler und minimaler Last + Reserve + Wirtschaftlichkeit im Normalbetrieb.	Das Bestreben, die aus DEA erzeugte Energie lokal zu verbrauchen, kann dazu führen, dass die Starkstromleitungen (z.B. Schnittstelle zwischen dem Microgrid und Hauptnetz) unbelastet betrieben werden. => Nach welchen Kriterien muss man die Leitungen auslegen?
<u>Rechnerische Aspekte für KS-Berechnungen</u>		
Kurzschlussleistung quasi konstant.	Örtliche Erhöhung der Kurzschlussleistung durch Anschluss von DEA.	Anschlüsse von DEA führen zur Erhöhung der Kurzschlussströme.
Kurzschlussleistung ist wenig fluktuierend.	Kurzschlussleistung ist fluktuierend.	1. Die Netze können sowohl im Verbund- als auch im Inselnetzbetrieb betrieben werden 2. Die DEA sind nicht immer verfügbar (z.B. nächtliche Abschaltung von PV-Anlagen).
Mono-direktionale Richtung des Kurzschlussstromflusses (kommt vom starren Netz).	Ort des Anschlusses sowie die Verfügbarkeit von DEA beeinflusst die Verteilung der Kurzschlussströme.	Verfügbarkeit, Ort des Anschlusses, Typ von DEA, die am Netz sind und mit dem KS-Strom zur Fehlerstelle beitragen, erzwingen variable unterschiedliche KS-Stromverteilung.

3.2 Festlegung repräsentativer Berechnungsfälle und deren Untersuchung

Um die geänderten Netzbedingungen zu untersuchen, wurde eine statische Analyse durch Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen durchgeführt. Dabei sollten in einem typischen Verteilungsnetz durch verschiedene Berechnungsfälle (BF) Ergebnisse ermittelt werden, die möglichst universal sind. Zunächst sollen die Einflüsse von DEA auf die Netzstruktur und das stationäre Netzverhalten systematisch erarbeitet werden. Anschließend sind die sich daraus ergebenden Problemstellungen und Anforderungen an die Schutztechnik für einen gesicherten Netzbetrieb abzuleiten und zu klassifizieren. Dabei sind die Schwachstellen konventioneller Schutztechnik aufzuzeigen.

Die Untersuchung ist mit Analyse stationärer Einflüsse von DEA innerhalb eines Niederspannungsnetzes anzufangen. Dazu wird eine typische Netztopologie bezüglich Netzstruktur, Energieeinspeisung sowie der Leitungen und Netzstationen untersucht. Das stationäre Netzverhalten wird anhand von typischen Lastflusssituationen, Auslastungen bzw. Überlastungen, Spannungsprofilen und Kurzschlussverhalten analysiert.

Für die Untersuchungen wurde eine folgende typische Struktur eines Verteilungsstrahlennetzes ([OED04], [KAT04]) zugrunde gelegt (Bild 3.2) und im Netzanalyseprogramm DlgSILENT PowerFactory umgesetzt.

Das übergeordnete Netz wurde zu einem starren Netz (Ersatznetz „Hauptnetz“) zusammengefasst. Die Längen der Mittelspannungskabel MS-Kabel 1 und MS-Kabel 2 wurden je 500 Meter angenommen.

Um die radialen Niederspannungskabel zwischen Sammelschienen St5 und St11 sowie St5 und St8 zu konfigurieren, wurden folgende Randbedingungen für den Normalbetrieb beachtet:

- Die zulässigen Spannungsgrenzen an den Verbraucheranschlüssen müssen eingehalten werden ($\pm 10\%$ von $U_N = 400\text{ V}$ im NS-Netz nach DIN EN 50160, Nov. 1999, Langsame Spannungsänderungen)
- Die Gesamtbemessungsleistung der angeschlossenen Lasten oder DEA in einem Zweig entspricht der thermischen Grenzleistung der Kabel (die maximal zulässige Strombelastbarkeit der elektrischen Betriebsmittel darf nicht überschritten werden)

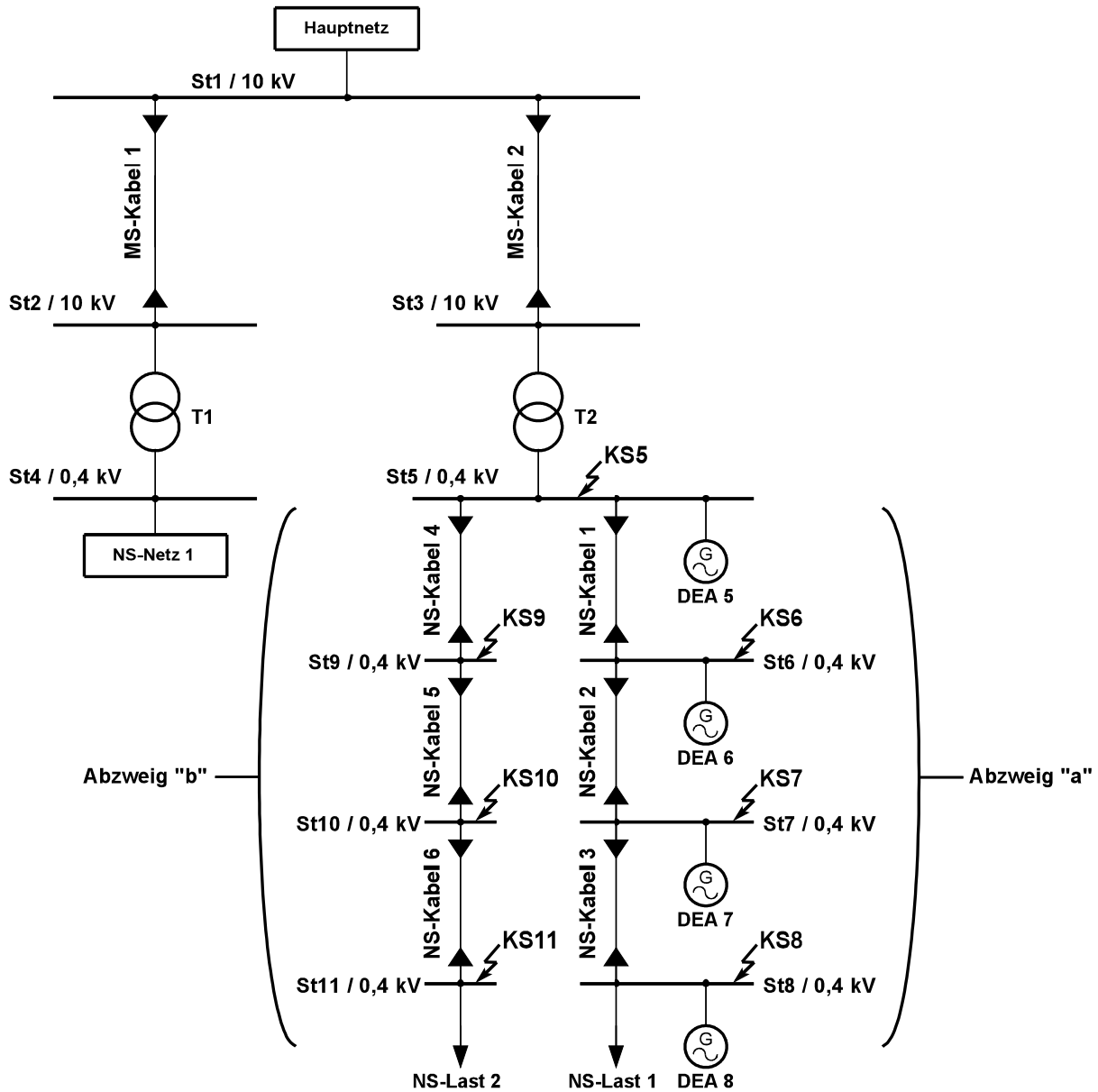


Bild 3.2: Das untersuchte MS-/NS-Verteilungsstrahlennetz

Die thermische Grenzleistung einer Leitung ist ein Produkt aus Wurzel 3, der Nennspannung und dem thermischen Grenzstrom. Sie wird wie folgt berechnet [SPR03]:

$$S_{thG} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_{thG} \quad (3.1)$$

Um eine möglichst hohe Breite der repräsentativen Berechnungsfälle für die statische Analyse im NS-Netz zu erfassen, ist eine Definition zweier Grenzfälle – des Minimums und des Maximums notwendig. Dafür wurden aus den Katalogen der Kabelhersteller zwei Typen der NS-Kabel ausgewählt, die einen vernünftigen minimalen und maximalen Querschnitt aufweisen. Jedem Querschnitt entspricht eine thermische Grenzleistung des jeweiligen Kabels. Tabelle 3.2 fasst die Daten dieser Kabel zusammen:

Tabelle 3.2: Thermische Grenzleistung der Niederspannungskabel

Fall	Aderzahl und Nennquerschnitt, mm ²	Belastbarkeit	
		I_{thG} , [A]	S_{thG} , [kVA]
Min	NAKBA 4 x 35sm mit Aluminiumleiter	108	74,82
Max	NKY 3 x 1 x 500rm mit Kupferleiter	1025	710,14

Vom Netzbetreiber werden für Sammelschienen und Knoten, die zum Netzverknüpfungspunkt (PCC) gehören, die Netzkurzschlussleistungen bekannt gegeben. Die Kurzschlussleistung beschreibt die Steifheit des Netzes. Damit ist es auch möglich, zwei weitere Grenzfälle zu unterscheiden – ein starres Netz (ein Teil des großen Verbundnetzes) und ein schwaches Netz („gewolltes“ Inselnetz in z.B. weit vom Verbundnetz entlegenen Gebieten). Dafür wurden folgende Kurzschlussleistungen der entsprechenden Ersatznetze angenommen:

- $S_{Kmax1} = 200 \text{ MVA}$ für starres 10-kV-Verteilungsnetz
- $S_{Kmax2} = 20 \text{ MVA}$ für schwaches 10-kV-Inselnetz

Die beiden KS-Leistungen sind die maximalen KS-Leistungen gemäß [VDE02], für welche die maximalen KS-Ströme berechnet werden können. Die KS-Leistung $S_{Kmax2} = 20 \text{ MVA}$ für schwaches 10-kV-Inselnetz darf nicht mit minimaler KS-Leistung für die Ermittlung kleinster KS-Ströme nach [VDE02] verwechselt werden.

An dieser Stelle mit *maximaler Netzkurzschlussleistung* werden die üblichen starren Netze und mit *maximaler Inselnetzkurzschlussleistung* die Inselnetze nachgebildet. D.h. nach VDE0102 handelt es sich bei diesen Kurzschlussleistungen um maximale Netzkurzschlussleistungen für verschiedene Netztypen (Inselnetze bis starre Netze). Innerhalb dieser Netztypen sind natürlich auch minimale Kurzschlussleistungen möglich, die sich durch entsprechende Netzeinspeisungen bzw. Netzschaltzustände ergeben.

Die vom MS-Netz eingespeiste Energie wird über Verteilungstransformatoren auf die NS-Spannung transformiert. Die *maximale Netzkurzschlussleistung* wird damit weiter begrenzt – mit einem Verteilungstransformator großer Bemessungsleistung ($S_{rT} = 1,6 \text{ MVA}$, $u_{krT} = 6 \%$, $Z_{rT,OS} = 3,75 \Omega$) und die *maximale Inselnetzkurzschlussleistung* – mit einem Verteilungstransformator mittlerer Bemessungsleistung ($S_{rT} = 800 \text{ kVA}$, $u_{krT} = 6 \%$, $Z_{rT,OS} = 7,5 \Omega$).

Die KS-Impedanz, die sich vom Ersatznetz bis zum Netzverknüpfungspunkt ergibt, kann als konstant angenommen werden. Für die zwei Netztypen führt diese Betrachtung auf die minimal und maximal möglichen Kurzschlussimpedanzen ($Z_{kN,min}$; $Z_{kN,max}$).

Die maximalen Längen der NS-Kabel aus Tabelle 3.2, die Verteilungstransformatoren und Verbraucher verbinden (Strecken St5-St8 und St5-St11 im Bild 3.2), wurden jeweils mit Hilfe der Lastflussberechnungen so ermittelt, dass der gesamte Spannungsfall bei der Belastung, die der thermischen Grenzleistung dieser Kabel entspricht, nicht größer als 10 % laut DIN EN 50160 [ENSPA] ist. Dabei wurde von einem konventionellen NS-Netz ausgegangen, wenn keine DEA in diesem Testnetz vorhanden sind. Die somit ermittelte Gesamtlänge wurde in drei gleiche Abschnitte geteilt, um nachher den Einfluss von DEA, die an unterschiedliche Stellen dieser Abschnitte angeschlossen werden, auf das Testnetz zu untersuchen.

Für das Kabel NAKBA 4 x 35sm ergibt sich somit die maximale Länge von 225 m und für das Kabel NKY 3 x 1 x 500rm – die maximale Länge von 390 m.

Die minimale Gesamtlänge für die Strecken St5-St8 und St5-St11 (Bild 3.2) wurde für beide Kabel = 30 m festgelegt, so dass sich pro Kabelabschnitt eine Länge von je 10 m ergibt.

Bei der Zusammenstellung der Berechnungsfälle wurde von einer Situation ausgegangen, wenn keine einzige DEA ans Netz angeschlossen ist.

Es ergibt sich somit eine folgende Matrix (Tabelle 3.3) mit acht Berechnungsfällen (1 – 8):

Tabelle 3.3: Berechnungsfälle ohne DEA (Ermittlung größter KS-Ströme nach DIN EN 60909-0)

Netztyp	Starres Netz ($Z_{kN,Min}$)				Schwaches Netz ($Z_{kN,Max}$)			
	A_max (NKY 3x 1x500rm)		A_min (NAKBA 4 x 35sm)		A_max (NKY 3x 1x500rm)		A_min (NAKBA 4 x 35sm)	
Leitungslänge	L_max 3x130m	L_min 3x10m	L_max 3x75m	L_min 3x10m	L_max 3x130m	L_min 3x10m	L_max 3x75m	L_min 3x10m
Nr. BF	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)

Randbedingungen für Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen

Lastflussberechnungen zur Ermittlung der Spannungsfälle und Bestimmung der Leitungslängen wurden mit folgenden Bedingungen durchgeführt:

- Symmetrischer Lastfluss
- Methode – lineare Stromiteration
- Eingabe Ersatznetz – Slackknoten:
Spannungswert $U = 1 \text{ p.u.}$ und Spannungswinkel $\varphi = 0^\circ$
- Spannungsabhängigkeit der Lasten wurde berücksichtigt.

Kurzschlussberechnungen wurden nach [VDE02] durchgeführt. Faktor $c=1,1$. Maximale Kurzschlussströme für alle Berechnungsfälle. Für die beiden Ersatznetze, wenn genaue Daten nicht bekannt sind, darf der Wert $R_Q = 0,1 \cdot X_Q$ nach [VDE02] angenommen werden.

3.2.1.1 Vergleich der Kurzschlussstromverhältnisse in starren und schwachen Netzen ohne angeschlossene DEA

Um die Kurzschlussstromverhältnisse in starren und schwachen Netzen miteinander zu vergleichen, wurden für alle Berechnungsfälle aus Tabelle 3.3 Kurzschlussberechnungen (dreipoliger Kurzschluss) durchgeführt. Folgende Kurzschlussorte wurden festgelegt (Bild 3.2):

- NS-Kabel 1, 99 % Länge (d.h. 1 % der Länge bleibt bis zur St5. Dabei wird unterstellt, dass der Kurzschlussort direkt vor dem Relais ist. Diese Unterscheidung ist u.a. auch wichtig, weil die St5 eine Verknüpfungsstation ist)
- Sammelschiene St6
- Sammelschiene St7
- Sammelschiene St8

Die Ergebnisse wurden in der Tabelle 3.4 in absoluten Werten zusammengefasst. Zusätzlich wurden für jeden KS-Ort die KS-Ströme des starren und des schwachen Netzes ins Verhältnis gesetzt. Der Unterschied wird in p.u. angegeben.

Tabelle 3.4: Vergleich der Kurzschlussstromverhältnisse für NS-Netz (ohne angeschlossene DEA)

	I''_k am Kurzschlussort			
	L5-6 99%	St6	St7	St8
BF 1	35556 [A]	13451 [A]	8232 [A]	5928 [A]
BF 5	12033 [A]	7761 [A]	5694 [A]	4492 [A]
I_{BF1} / I_{BF5}	2,95	1,73	1,45	1,32
BF 2	36097 [A]	32058 [A]	28783 [A]	26104 [A]
BF 6	12094 [A]	11606 [A]	11150 [A]	10728 [A]
I_{BF2} / I_{BF6}	2,98	2,76	2,58	2,43
BF 3	35189 [A]	3729 [A]	1896 [A]	1270 [A]
BF 7	12003 [A]	3433 [A]	1832 [A]	1244 [A]
I_{BF3} / I_{BF7}	2,93	1,09	1,03	1,02
BF 4	36029 [A]	20252 [A]	12390 [A]	8772 [A]
BF 8	12087 [A]	10305 [A]	8331 [A]	6772 [A]
I_{BF4} / I_{BF8}	2,98	1,97	1,49	1,30

Wie die Ergebnisse zeigen, unterscheiden sich die KS-Ströme bei allen Berechnungsfällen sehr stark im Falle eines Fehlers (KS-Ort 99% des NS-Kabels 1) in der Nähe der Sammelschiene St5 (PCC). Das ist damit zu begründen, dass die Kurzschlussleistungen des starren und des schwachen Netzes sehr unterschiedlich ist. Der Unterschied ist jedoch quasi konstant (2,93 – 2,98) und ist damit zu begründen, dass zwischen dem Hauptnetz und dem PCC in den Berechnungsfällen BF1 – BF8 keine Impedanzänderungen vorgenommen werden.

Bei Kurzschlüssen an den anderen Sammelschienen werden die KS-Ströme durch die unterschiedlichen Betriebsmittelimpedanzen (Kabelimpedanzen) entsprechend reduziert. Zu beobachten ist eine eindeutige Tendenz, dass die KS-Ströme vom Verteilungstransformator zum Verbraucher immer abnehmen. Der Schutz solcher Abzweige ist relativ einfach und wird umgekehrt der Energieflussrichtung, also begin-

nend vom Verbraucher bis zum Transformator nach dem Konzept der Stromstaffelung oder der Zeitstaffelung realisiert. Als Schutzkonzept wird hier in der Regel das einfache Konzept der Stromstaffelung angewendet.

Während der Netzplanungsphase werden die Kurzschlussstromverhältnisse bei Kenntnis der KS-Leistung des übergeordneten Netzes für das zu planende Verteilungsnetz in der Regel einmalig während der Planungsphase ermittelt und die Auslösekennlinien bzw. die Einstellungen für die einzubauenden Schutzgeräte (z.B. NH-Sicherungen, Leitungsschutzschalter, Kompakt-Leistungsschalter mit Überstromrelaisfunktionalität etc.) festgelegt.

In der Praxis kann es aber vorkommen, dass nach einem längeren Zeitraum die Netzkurzschlussleistung durch die z.B. Ausbaumaßnahmen oder Schalthandlungen, Anschluss vieler DEA etc. so stark geändert wird, dass die bekannten Kurzschlussstromverhältnisse nicht mehr herrschen, die Selektivität nicht eingehalten werden kann und die Anpassungsmaßnahmen für die eingesetzten Schutzgeräte vorgenommen werden müssen.

Da der KS-Strom Beitrag des übergeordneten Netzes nur durch die Kenntnis der aktuellen KS-Leistung ermitteln lässt, ist es sehr wichtig, dass, wenn die Änderung der Kurzschlussleistung bestimmte Grenzen überschreitet, eine neue Ermittlung der KS-Stromverhältnisse und die Anpassung der Schutzeinstellungen für die Verteilungsnetze vorgenommen werden soll.

Eine andere Schlussfolgerung aus den Berechnungsfällen 1-8 ist, dass je näher der KS-Ort vom Umspannwerk (Ortsnetzstation) zum Verbraucher ist, desto geringer wird die Änderung des KS-Stroms. Das ist darauf zurückzuführen, dass mit jedem sich vom Hauptnetz entfernenden KS-Ort der Sprung der Kurzschlussimpedanz geringer wird. Die KS-Strom Geraden im Zeit-Strom Diagramm im Bereich der Verbrauchernähe werden dichter und die selektive Parametereinstellung der Schutzgeräte kann somit erschwert werden.

3.2.1.2 Vergleich der Kurzschlussstromverhältnisse in starren und schwachen Netzen mit angeschlossenen DEA

Um in starren und schwachen Netzen mit angeschlossenen DEA den Einfluss auf die Kurzschlussstromverhältnisse zu untersuchen, wurden alle Berechnungsfälle aus Tabelle 3.3 um Situationen, welche den Einfluss der DEA berücksichtigen, erweitert. Bei dem DEA Typ wurde angenommen, dass es sich um einen BHKW handelt, der über einen Synchrongenerator ans Netz angeschlossen ist. Analog zum Kapitel 3.2

wurde die Bemessungsleistung der Synchrongeneratoren so festgelegt, dass sie ungefähr der thermischen Grenzleistung der eingesetzten Kabel entspricht. Die Parameter der beiden Synchrongeneratoren sind wie folgt aufgeführt:

Tabelle 3.5: Parameter der Synchrongeneratoren für Kurzschlussberechnung

	SG 1	SG 2
Bemessungsleistung, [kVA]	75	700
Bemessungsspannung, [kV]	0,4	0,4
Leistungsfaktor	0,8	0,8
R / X – Verhältnis*	0,15	0,15
x''_{dsat} **, [%]	8	14

* Das R / X – Verhältnis wurde laut [VDE02] (Kapitel 3.6.1 Synchrongeneratoren) = 0,15 für Niederspannungsnetze angenommen.

** Der x''_{dsat} – Wert wurde [VDE02] entnommen.

In jedem Berechnungsfall wurde jeweils ein Synchrongenerator aus Tabelle 3.5 der Reihe nach an Sammelschienen St5, St6, St7, St8 angeschlossen. Dabei ist in diesem Abzweig immer nur ein Generator an eine der Sammelschienen angeschlossen und dementsprechend aktiv. Abhängig vom Berechnungsfall, wird ein solcher Synchrongenerator eingesetzt, deren Nennscheinleistung der thermischen Grenzleistung des Kabels entspricht. Bei jedem solchen Anschluss wurden Kurzschlussberechnungen (maximaler dreipoliger Kurzschluss nach [VDE02]) durchgeführt. Folgende Kurzschlussorte im Abzweig „a“ (Bild 3.2) wurden festgelegt und die entsprechenden Berechnungsfälle mit dem Index „a“ bezeichnet (Tabelle 3.6):

- NS-Kabel 1, 99 % Länge (d.h. 1 % der Länge bleibt bis zur St5), (KS-Ort „KS5“)
- St6, (KS-Ort „KS6“)
- St7, (KS-Ort „KS7“)
- St8, (KS-Ort „KS8“)

Folgende Kurzschlussorte im Abzweig „b“ (Bild 3.2) wurden festgelegt und die entsprechenden Berechnungsfälle mit dem Index „b“ bezeichnet (Tabelle 3.7):

- NS-Kabel 4, 99 % Länge (d.h. 1 % der Länge bleibt bis zur St5), (KS-Ort „KS5“)
- St9, (KS-Ort „KS9“)
- St10, (KS-Ort „KS10“)
- St11, (KS-Ort „KS11“)

Es ergeben sich somit folgende Berechnungsfälle (Tabelle 3.6, Tabelle 3.7):

Tabelle 3.6: Berechnungsfälle mit angeschlossenen DEA (KS-Orte St5 bis St8)

Netztyp	Starres Netz ($Z_{kN,Min}$)				Schwachtes Netz ($Z_{kN,Max}$)			
	A_max (NKY 3x 1x500rm)		A_min (NAKBA 4 x 35sm)		A_max (NKY 3x 1x500rm)		A_min (NAKBA 4 x 35sm)	
Querschnitt								
Leitungslänge	L_max 3x130m	L_min 3x10m	L_max 3x75m	L_min 3x10m	L_max 3x130m	L_min 3x10m	L_max 3x75m	L_min 3x10m
SG Nr.	SG 2	SG 2	SG 1	SG 1	SG 2	SG 2	SG 1	SG 1
Berechnungsfall	(1a)	(2a)	(3a)	(4a)	(5a)	(6a)	(7a)	(8a)

Tabelle 3.7: Berechnungsfälle mit angeschlossenen DEA (KS-Orte St5 bis St11)

Netztyp	Starres Netz ($Z_{kN,Min}$)				Schwachtes Netz ($Z_{kN,Max}$)			
	A_max (NKY 3x 1x500rm)		A_min (NAKBA 4 x 35sm)		A_max (NKY 3x 1x500rm)		A_min (NAKBA 4 x 35sm)	
Querschnitt								
Leitungslänge	L_max 3x130m	L_min 3x10m	L_max 3x75m	L_min 3x10m	L_max 3x130m	L_min 3x10m	L_max 3x75m	L_min 3x10m
SG Nr.	SG 2	SG 2	SG 1	SG 1	SG 2	SG 2	SG 1	SG 1
Berechnungsfall	(1b)	(2b)	(3b)	(4b)	(5b)	(6b)	(7b)	(8b)

Dabei wurden die beiden Abzweige (St5 bis St8 mit dem Index „a“ und St5 bis St11 mit dem Index „b“) immer identisch so konfiguriert, wie dies im Kapitel 3.2 beschrieben ist.

Die Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung mit angeschlossenen DEA ($I_{ks,mit\ DEA}$) wurden grafisch in Diagrammen Bild 3.3 – Bild 3.8 dargestellt und mit den KS-Strömen der Berechnungsfälle ohne angeschlossene DEA ($I_{ks,ohne\ DEA}$) ins Verhältnis gesetzt. Dabei wurden immer drei Beiträge der KS-Ströme erfasst:

- Der KS-Strom Beitrag vom übergeordneten Netz bis zum Anschlussort der DEA
- Der summarische KS-Strom unmittelbar am Kurzschlussort (Beitrag Hauptnetz und Beitrag von der DEA)
- Wenn verfügbar – der KS-Strom Beitrag „von unten nach oben“ im Falle, wenn eine DEA zum übergeordneten KS-Ort beiträgt (Da sich hier die Richtung des KS-Stroms ändert, werden diese Beiträge für Zwecke der Anschaulichkeit mit dem „-“ Zeichen erfasst)

Der vollständige Vergleich der Berechnungsfälle erfolgt in Form von Diagrammen im Anhang A.1. Die Diagramme (Bild 3.3 – Bild 3.8) zeigen die repräsentativen Fälle, wo die o.g. Phänomene besonders ausgeprägt sind.

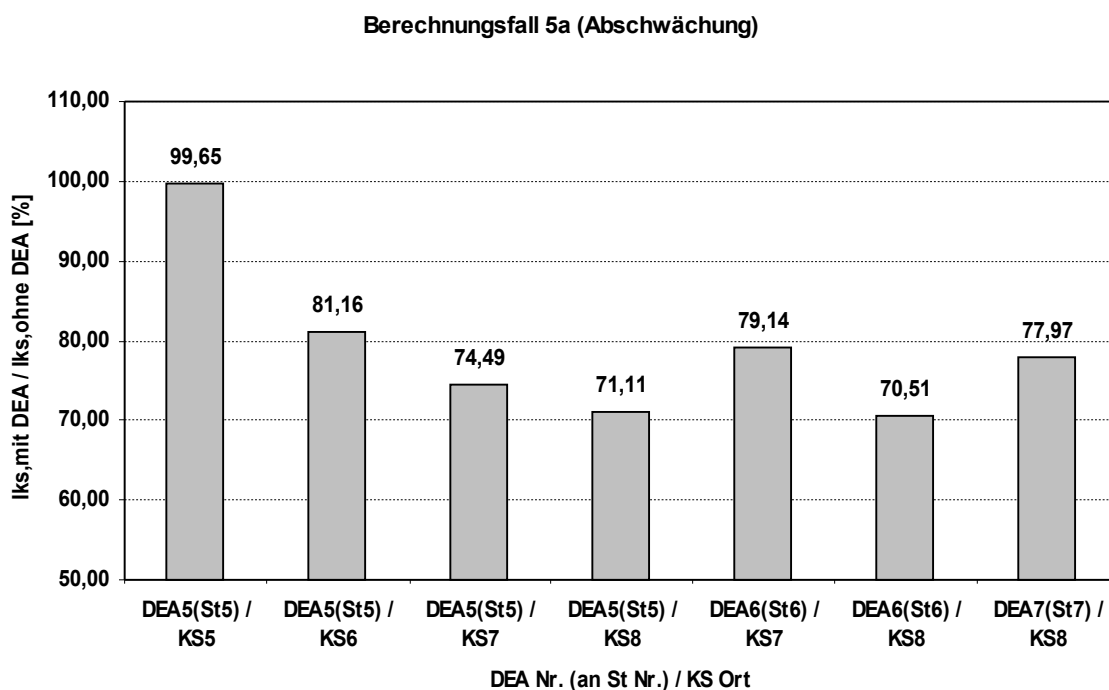


Bild 3.3: Berechnungsfall 5a: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort

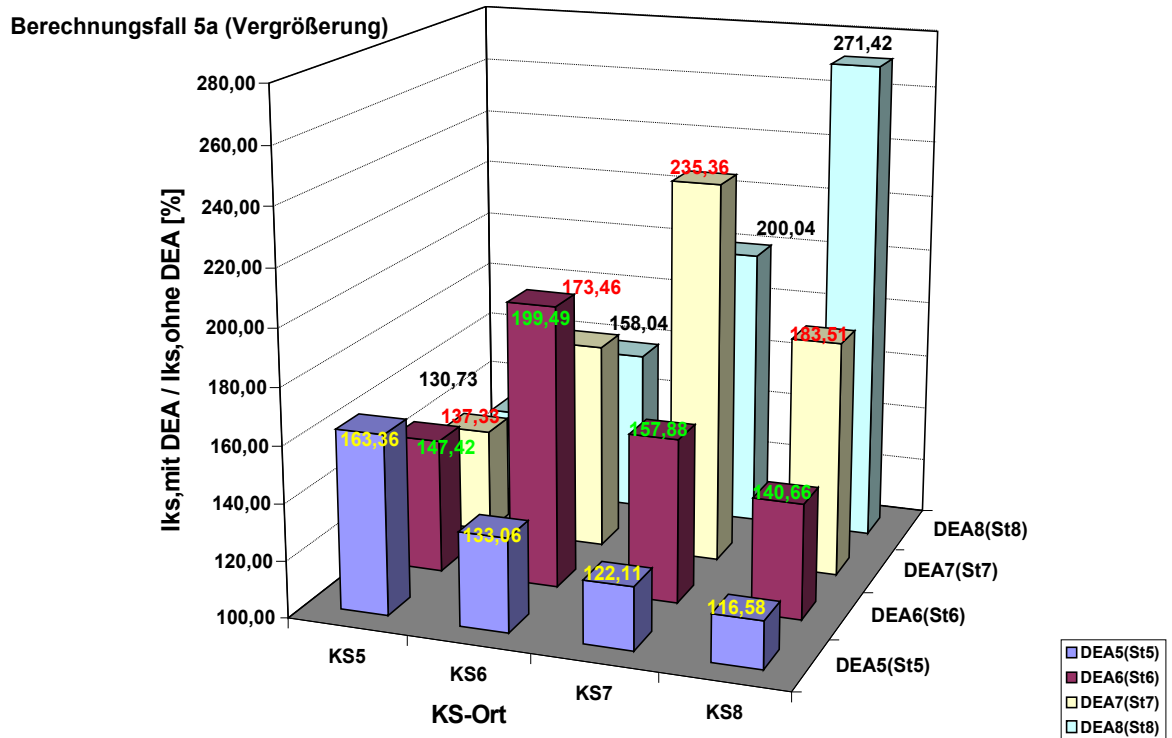


Bild 3.4: Berechnungsfall 5a: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort

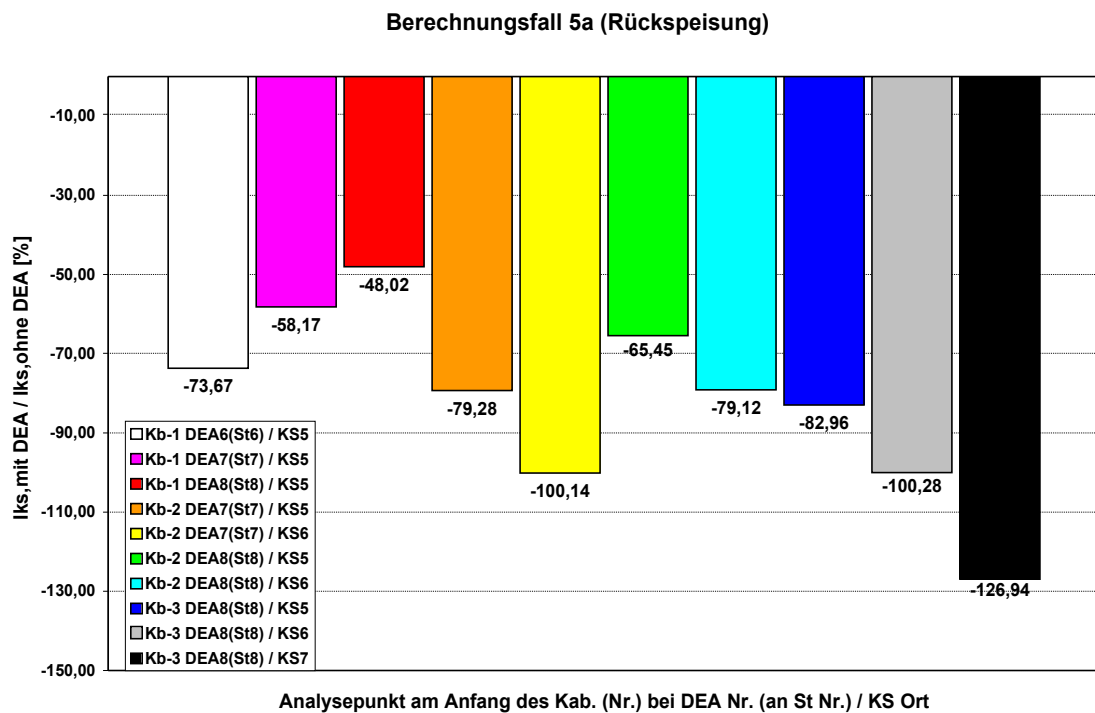


Bild 3.5: Berechnungsfall 5a: KS-Strom aus DEA von unten nach oben

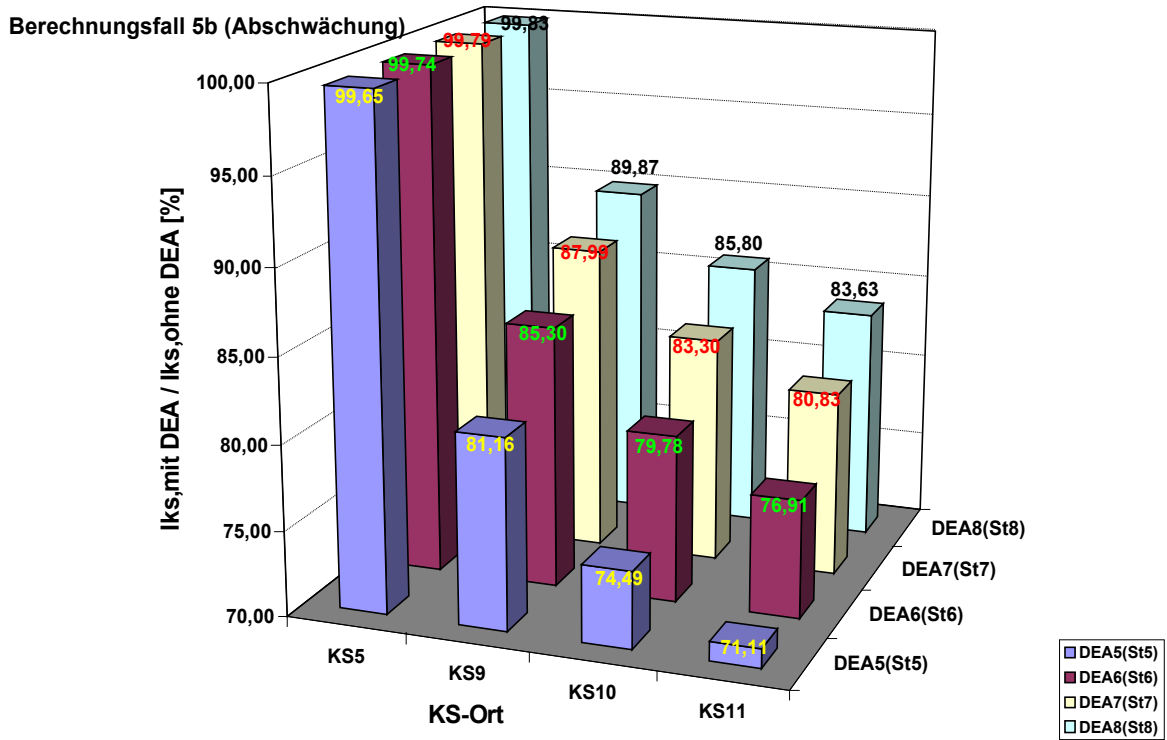


Bild 3.6: Berechnungsfall 5b: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort

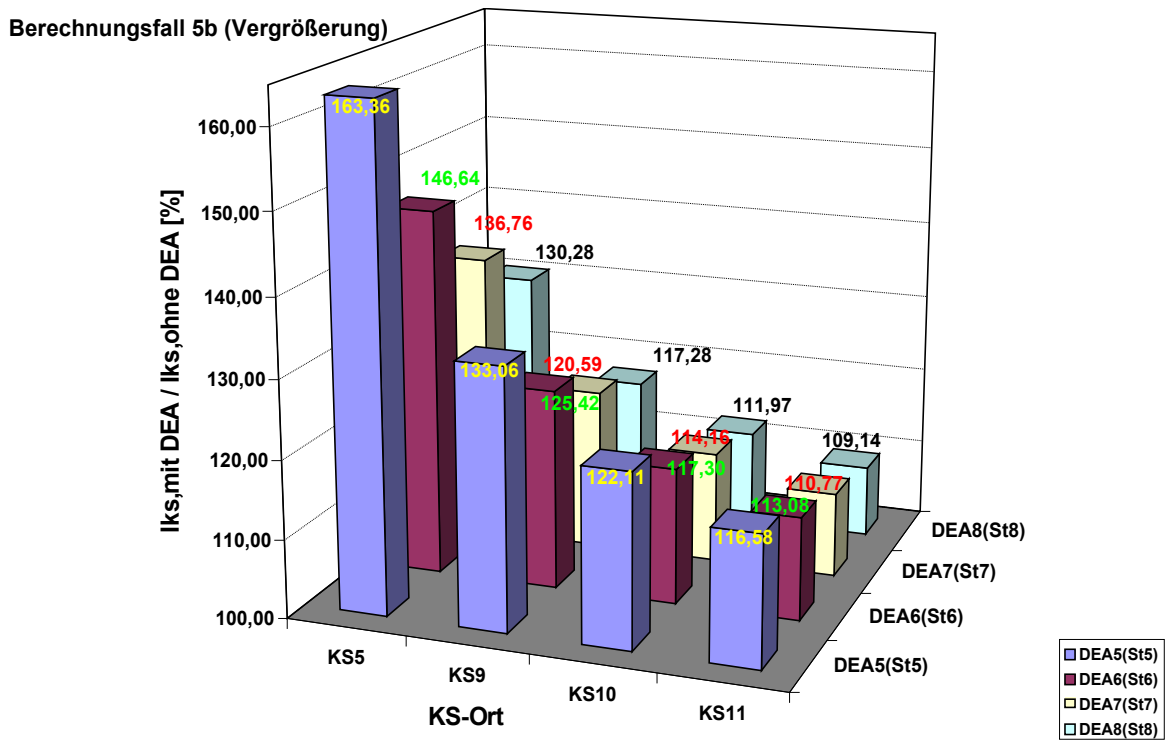


Bild 3.7: Berechnungsfall 5b: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort

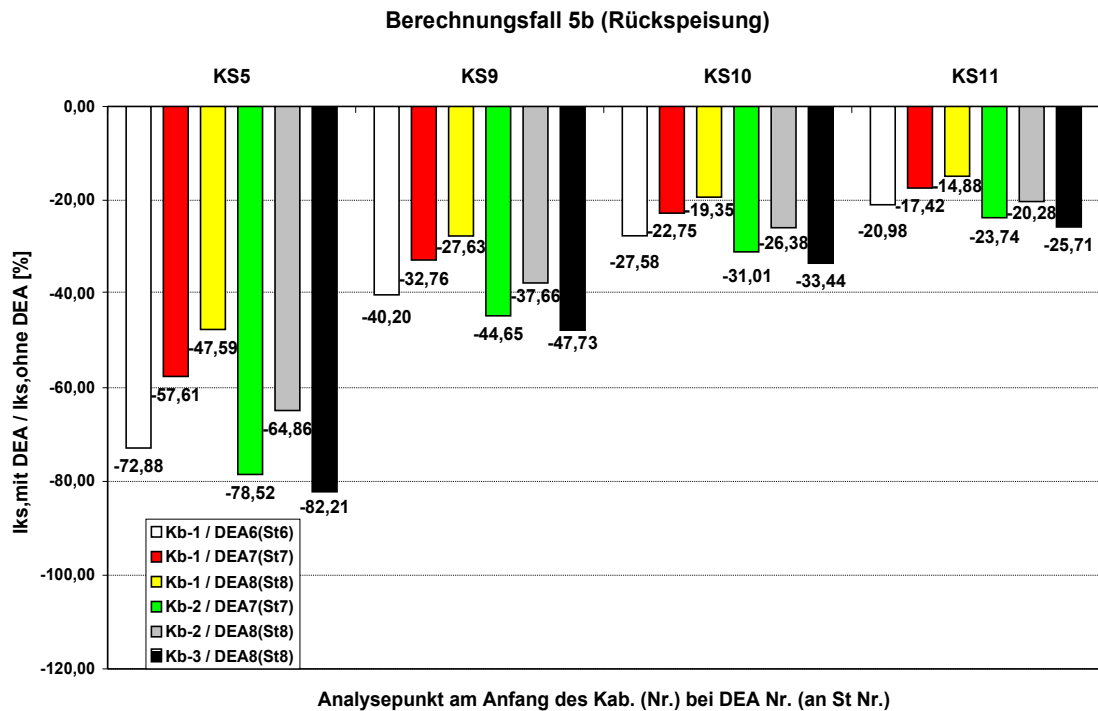


Bild 3.8: Berechnungsfall 5b: KS-Strom aus DEA von unten nach oben

Festlegung der Bedingungen für die Analyse der Berechnungsfälle im Hinblick auf die Probleme des Netzschutzes

Bei dem Überstromzeitschutz werden die Konzepte der Strom- und Zeitstaffelung verwendet. Bei der Einstellung der Schutzgeräte gelten noch u.a. die Sicherheitsabstände zu den berechneten Kurzschlussströmen, um z.B. die Ungenauigkeiten der Stromwandler oder die Parameterabweichungen der Betriebsmittel zu kompensieren.

Ausgehend davon werden die Bedingungen, bei denen die Probleme des Netzschutzes (z.B. Verletzung der Selektivität, Nichtauslösung etc.) entstehen können, wie folgt festgelegt:

- Der KS-Strom Beitrag vom übergeordneten Netz beträgt $\leq 80\%$ vom ursprünglichen Wert (Abschwächung des KS-Strombeitrags des Hauptnetzes)
- Der summarische KS-Strom unmittelbar am Kurzschlussort beträgt $\geq 120\%$ vom ursprünglichen Wert (Vergrößerung des KS-Strombeitrages durch den zusätzlichen KS-Strombeitrag vom DEA)
- Der KS-Strom Beitrag „von unten nach oben“ (im Falle, wenn eine DEA zum übergeordneten KS-Ort beiträgt) beträgt $\geq 60\%$ vom ursprünglichen Wert (Rückspeisung)

„Abschwächung“ für Berechnungsfälle 1a bis 8a

Vorwiegend bei den Berechnungsfällen 5a (Schwachtes Netz, A_max, L_max, SG2) konnte festgestellt werden, dass der KS-Strombeitrag vom Hauptnetz auf $\leq 80\%$ vom ursprünglichen Wert (ermittelt ohne angeschlossene DEA) abgeschwächt wird. Dabei kommt es zu den tiefsten Werten, wenn der Kurzschluss am Ende der Sticheitung unterstellt wird und die DEA direkt oder nah an die Übergabestation St5 angeschlossen ist.

„Vergrößerung“ für Berechnungsfälle 1a bis 8a

Fast bei allen Berechnungsfällen (außer 4a und 8a) konnte festgestellt werden, dass der summarische KS-Strombeitrag vom Hauptnetz und der DEA auf die Werte $\geq 120\%$ vom ursprünglichen Wert (ermittelt ohne angeschlossene DEA) vergrößert wird. Dabei kommt es zu den größten Werten am Ende der Sticheitung bei den Kurzschlüssen, die sich jeweils am Ende der Sticheitung ereignen. Die Vergrößerung des KS-Stroms am Ende der Sticheitung ist deswegen am stärksten, weil die Netzkurzschlussleistung durch die vorgeschalteten Betriebsmittelimpedanzen (z.B. Transformatoren, Leitungen) so stark reduziert wird, dass die dort direkt angeschlossene DEA mehr Einfluss auf die Vergrößerung des KS-Stroms ausübt.

„Rückspeisung“ für Berechnungsfälle 1a bis 8a

Bei den ca. 40% Berechnungsfällen (außer 2a, 4a und 8a) konnte festgestellt werden, dass der KS-Strom Beitrag von der DEA im Falle, wenn sie zum übergeordneten KS-Ort beiträgt, die Werte erreicht, die $\geq 60\%$ vom ursprünglichen Wert (ermittelt ohne angeschlossene DEA) sind. Wie bei dem Phänomen „Vergrößerung“ sind die Änderungen des KS-Strombeitrags am Ende der Sticheitung durch die reduzierte Netzkurzschlussleistung besonders ausgeprägt.

„Abschwächung“ für Berechnungsfälle 1b bis 8b

Nur bei vier Berechnungsfällen 5b (Schwachtes Netz, A_max, L_max, SG2) konnte festgestellt werden, dass der KS-Strombeitrag vom Hauptnetz auf $\leq 80\%$ vom ursprünglichen Wert (ermittelt ohne angeschlossene DEA) abgeschwächt wird. Dabei kommt es zu den tiefsten Werten, wenn der Kurzschluss am Ende der Sticheitung (KS10 oder KS11 im Abzweig „b“) unterstellt wird und die DEA direkt oder nah an die Übergabestation St5 (DEA 5 oder DEA6 im Abzweig „a“) angeschlossen ist. Bei den anderen Situationen wird die „Abschwächung“, die tiefer als 80% des ursprünglichen Wertes ist, nicht festgestellt, weil die DEA im benachbarten Abzweig „a“ ans Netz an-

geschlossen sind und die Impedanzen der Betriebsmittel zwischen den DEA und den unterstellten KS-Orten den Einfluss der KS-Beiträge von DEA reduzieren.

„Vergrößerung“ für Berechnungsfälle 1b bis 8b

Bei den Berechnungsfällen 1b, 2b, 5b, 6b konnte festgestellt werden, dass der summarische KS-Strombeitrag vom Hauptnetz und der DEA auf die Werte $\geq 120\%$ vom ursprünglichen Wert (ermittelt ohne angeschlossene DEA) vergrößert wird. Dabei liegen die Werte deutlich unter den Werten, die in den Berechnungsfällen 1a bis 8a ermittelt wurden. Dies ist wieder darauf zurückzuführen, dass die im benachbarten Abzweig „a“ ans Netz angeschlossene DEA einen durch die zwischengeschalteten Impedanzen der Betriebsmittel reduzierten KS-Strom Beitrag liefern.

„Rückspeisung“ für Berechnungsfälle 1b bis 8b

Die wichtigsten Ergebnisse, bei denen die KS-Ströme von den DEA, die im Abzweig „a“ ans Netz angeschossen sind, im Falle, wenn sie zum übergeordneten KS-Ort beitragen, welcher im benachbarten Abzweig „b“ unterstellt wird, die Werte erreichen, die $\geq 60\%$ vom ursprünglichen Wert (ermittelt ohne angeschlossene DEA) sind, wurden in der Tabelle 3.8 zusammengefasst.

Tabelle 3.8: Rückspeisung der DEA im Abzweig „a“ zum KS-Ort im Abzweig „b“

Nr. Berechnungsfall	DEA Nr. an St Nr.	Analysepunkt am Anfang des NS-Kabels	KS-Ort	$\frac{I_{KS,mit\,DEA}}{I_{KS,ohne\,DEA}}, \%$
1b	DEA8 an St8	NS-Kabel 3	KS5	-61,63
3b	DEA8 an St8	NS-Kabel 3	KS5	-64,79
5b	DEA6 an St6	NS-Kabel 1	KS5	-72,88
5b	DEA7 an St7	NS-Kabel 2	KS5	-78,52
5b	DEA8 an St8	NS-Kabel 2	KS5	-64,86
5b	DEA8 an St8	NS-Kabel 3	KS5	-82,21
6b	DEA6 an St6	NS-Kabel 1	KS5	-64,85
6b	DEA7 an St7	NS-Kabel 1	KS5	-63,17
6b	DEA8 an St8	NS-Kabel 1	KS5	-61,58

Nr. Berechnungsfall	DEA Nr. an St Nr.	Analysepunkt am Anfang des NS-Kabels	KS-Ort	$\frac{I_{KS,mit\ DEA}}{I_{KS,ohne\ DEA}}, \%$
6b	DEA7 an St7	NS-Kabel 2	KS5	-65,75
6b	DEA8 an St8	NS-Kabel 2	KS5	-64,09
6b	DEA8 an St8	NS-Kabel 3	KS5	-66,62
6b	DEA6 an St6	NS-Kabel 1	KS9	-60,70
6b	DEA7 an St7	NS-Kabel 2	KS9	-61,58
6b	DEA8 an St8	NS-Kabel 2	KS9	-60,06
6b	DEA8 an St8	NS-Kabel 3	KS9	-62,43
7b	DEA8 an St8	NS-Kabel 3	KS5	-67,41

Dabei kann beobachtet werden, dass bei einigen Netzkonstellationen insbesondere bei den Berechnungsfällen 5b und 6b (Schwachtes Netz, A_max) und beim KS-Ort KS5 (d.h. 1 % der Länge bleibt bis zur St5) im Abzweig „b“, die KS-Strom Beiträge von den DEA, die am Ende der Stichleitung im Abzweig „a“ ans Netz angeschlossen sind, so groß sind, dass sich ein unselektives Mitauslösen der Schutzgeräte in den beiden Abzweigen ereignet, obwohl im Abzweig „a“ kein Kurzschluss ist.

Zusammenfassend folgt, dass je schwächer das Hauptnetz und je kleiner die Impedanzen der Betriebsmittel im untersuchten Teilnetz (z. B. dicke und kurze Kabelquerschnitte) sowie je stärker die KS-Strom Beiträge sind, die die DEA liefern können, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass die Bedingungen zum unselektiven Mitauslösen in den Schutzgeräten, die über keine richtungsabhängige Schutzkomponente verfügen, erfüllt werden.

3.3 Analyse der Phänomene bei Problemen des Netzschutzes und Erarbeitung von Auslegungsformeln

3.3.1 Phänomen „Vergrößerung“

Nach dem Anschluss von z.B. DEA5 an St5 (Berechnungsfall 1a) misst das Relais am Anfang des NS-Kabels 1 beim KS5 (d.h. 1 % der Länge bleibt bis zur St5) einen erhöhten KS-Strom ($I_{ks,mit\ DEA} = 43016,76\text{ A}$) im Vergleich zum KS-Strom ohne angeschlossene DEA ($I_{ks,ohne\ DEA} = 35555,76\text{ A}$), für welchen das Relais bei Abwesenheit der DEA parametrierung wurde (Bild 3.9). Außerdem entsteht durch diesen KS-Strom eine zusätzliche thermische und dynamische Beanspruchung der Starkstromanlagen, die die Kurzschlussfestigkeit dieser Anlagen überschreiten können [HAR06]. Der vom Relais R1 (Bild 3.9) gemessene KS-Strom ist größer als der KS-Strom ohne angeschlossene DEA aufgrund der verringerten KS-Impedanz zwischen der Fehlerstelle und den Einspeisequellen.

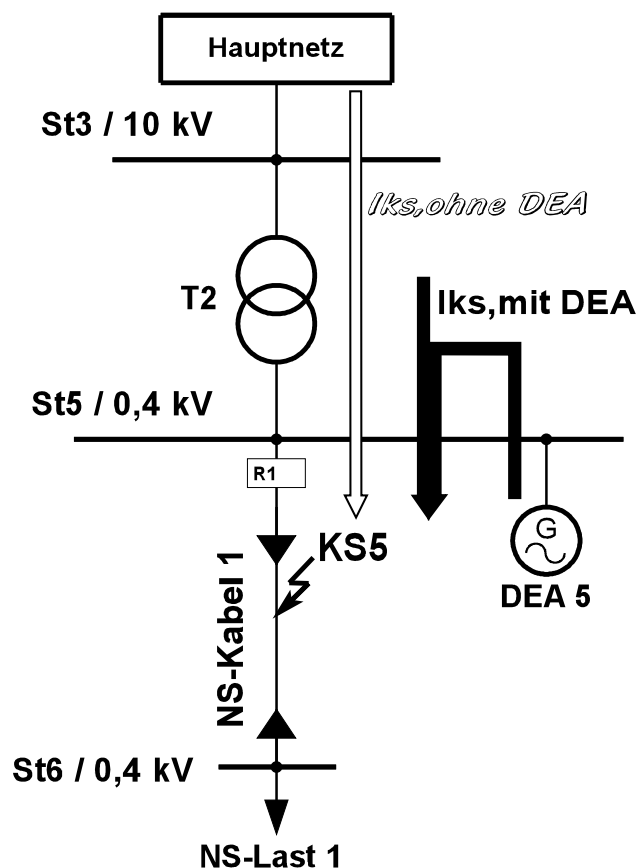


Bild 3.9: Teilnetz zur Verdeutlichung des Phänomens „Vergrößerung“

Die beiden Fehlersituationen mit und ohne angeschlossene DEA werden mit Hilfe entsprechender Ersatzschaltbilder (Bild 3.10, Bild 3.11) erläutert.

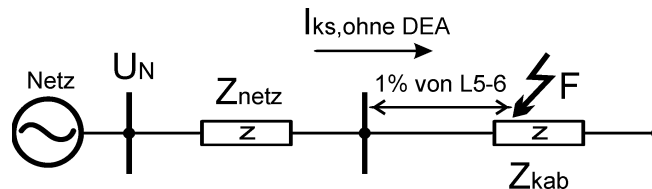


Bild 3.10: Kurzschlussstrom beim dreipoligen Fehler ohne angeschlossene DEA

In einem symmetrisch aufgebauten dreiphasigen Netz ohne angeschlossene DEA tritt am Anfang einer Leitung (1% Entfernung von der St5, nach dem Relais R1 im Bild 3.9) ein dreipoliger Fehler F auf (Bild 3.10). Der vom (starken) Netz gelieferte KS-Strom (Anfangs-Kurzschlusswechselstrom) lässt sich wie folgt (3.2) berechnen:

$$I''_{KS,ohneDEA} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot |Z_{netz} + 0,01 \cdot Z_{kab}|} \quad (3.2)$$

Das Bild 3.11 zeigt das gleiche Netz mit parallel angeschlossener DEA.

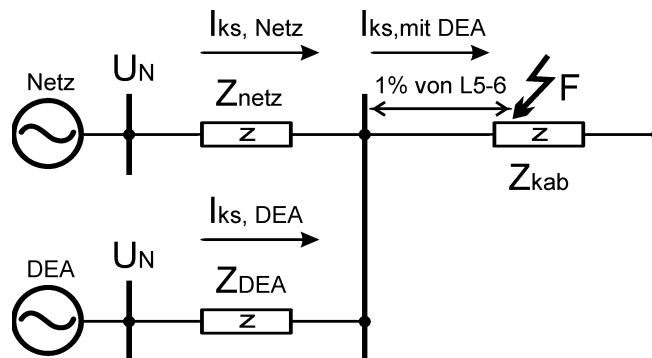


Bild 3.11: Kurzschlussstrom beim dreipoligen Fehler mit angeschlossener DEA (Vergrößerung)

Im Kurzschlussfall trägt die DEA auch mit einem Kurzschlussstrom bei. Da die Impedanz der DEA in der Regel höher ist, als des (starken) Netzes, kann man sie als vielfaches der Netzimpedanz bezeichnen:

$$Z_{DEA} = \underline{k} \cdot Z_{netz}, \quad |k| > 1 \quad (3.3)$$

Bei der Berechnung der KS-Ströme mit der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle nach [VDE02] werden alle anderen Quellen unwirksam. Die Impedanzen des Netzes und der DEA werden parallel geschaltet. Somit ergibt sich im Netz mit DEA ein folgender KS-Strom:

$$I''_{KS,mitDEA} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot \left| \frac{Z_{netz} \cdot Z_{DEA}}{Z_{netz} + Z_{DEA}} + 0,01 \cdot Z_{kab} \right|} \quad (3.4)$$

Durch Ersetzen der DEA-Impedanz mit Formel (3.3) ergibt sich folgendes:

$$I_{KS,mit\,DEA}'' = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot \left| \frac{Z_{netz} \cdot \underline{k} \cdot Z_{netz}}{Z_{netz} + \underline{k} \cdot Z_{netz}} + 0,01 \cdot Z_{kab} \right|} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot \left| \frac{Z_{netz} \cdot \underline{k}}{1 + \underline{k}} + 0,01 \cdot Z_{kab} \right|} \quad (3.5)$$

Der Vergleich dieser Ströme mit und ohne angeschlossene DEA im Ausdruck (3.5) zeigt, dass im Falle mit angeschlossener DEA (Bild 3.11) die Netzimpedanz Z_{netz} mit dem Ausdruck $\frac{\underline{k}}{1 + \underline{k}}$ multipliziert wird. Mit $(|\underline{k}| > 1)$ (3.3) ergibt sich $\left| \frac{\underline{k}}{1 + \underline{k}} \right| < 1$. Dies führt dazu, dass die Gesamtkurzschlussimpedanz im Falle mit angeschlossener DEA (Bild 3.11) kleiner wird, als ohne DEA. Dadurch wird der Kurzschlussstrom höher.

Um eine Abschätzung der Vergrößerung des KS-Stroms am PCC durch den Anschluss von DEA zu ermöglichen, wird ein folgender Ausdruck (3.6) vorgeschlagen:

$$Vergrößerung, [\%] = \frac{I_{KS,mit\,DEA}''}{I_{KS,ohne\,DEA}''} \cdot 100\% = \left| \frac{Z_{Netz} + Z_{DEA}}{Z_{DEA}} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{S_{K\,DEA}''}{S_{K\,Netz}''} + 1 \right| \cdot 100\% \quad (3.6)$$

Bei der Handhabung des Ausdrucks (3.6) ist darauf zu achten, dass die beiden Kurzschlussleistungen auf eine Spannungsebene bezogen werden sollen.

3.3.2 Phänomen „Abschwächung“ (engl. „blinding“)

Das Phänomen, das bei der Netzkonstellation im Bild 3.12 auftreten kann, wird als „blinding“ [MÄK05] bezeichnet. Nach dem Anschluss von z.B. DEA6 an St6 misst das Relais R1 am Anfang des NS-Kabels 1 beim Fehler KS8 (Fallstudie 1a) einen reduzierten KS-Strom vom Hauptnetz ($I_{ks,Netz,neu} = 4500$ A), der 75,91% vom „alten“ KS-Strom ($I_{ks,ohne\,DEA} = 5928$ A) beträgt, für welchen das Relais bei Abwesenheit der DEA parametrierung wurde (Bild 3.12). Der vom Relais R1 gemessene KS-Strom vom Hauptnetz ist kleiner als der „alte“, weil die Impedanz zwischen dem Hauptnetz und der Fehlerstelle größer wird (3.11).

Das Phänomen „Abschwächung“ wird mit Hilfe der entsprechenden Ersatzschaltbilder (Bild 3.13, Bild 3.14) betrachtet.

In einem symmetrisch aufgebauten dreiphasigen Netz ohne angeschlossene DEA tritt am Ende des NS-Kabels 3 im Kurzschlussort KS8 ein dreipoliger Fehler F auf (Bild 3.12, Bild 3.13).

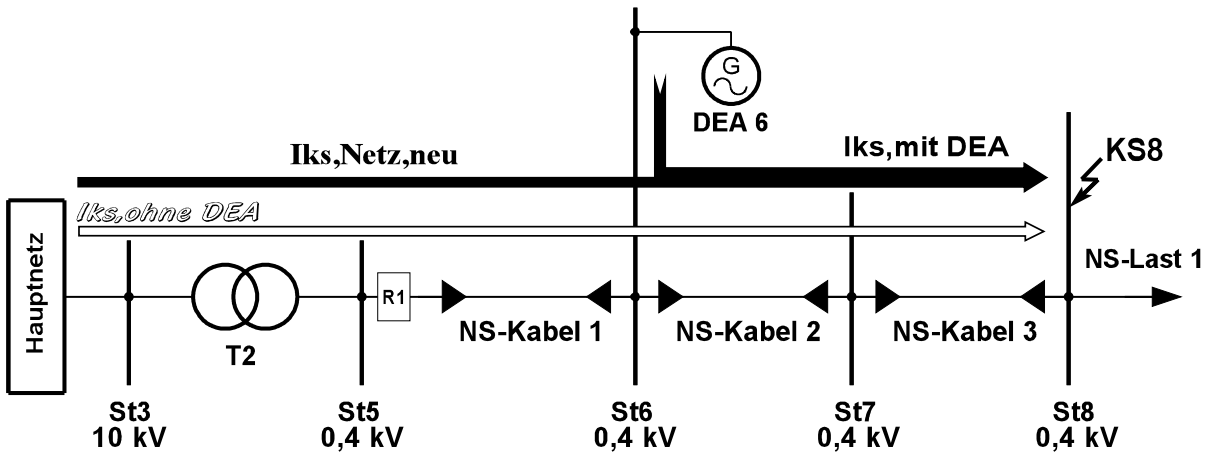


Bild 3.12: Teilnetz zur Verdeutlichung des Phänomens „Abschwächung“

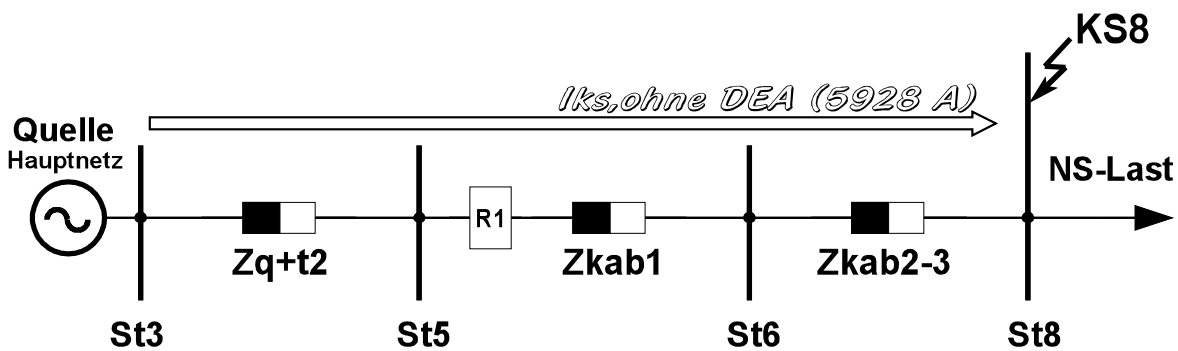


Bild 3.13: Kurzschlussstrom beim dreipoligen Fehler ohne angeschlossene DEA

Der vom Hauptnetz zu diesem Fehlerort KS8 fließende KS-Strom (Anfangs-Kurzschlusswechselstrom) lässt sich wie folgt berechnen:

$$I_{KS,ohne DEA}'' = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot |Z_{netz} + Z_{kab}|} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot |Z_{KS,ohne DEA}|} \quad (3.7)$$

Wobei in (3.7):

$$\begin{aligned} Z_{netz} &= Z_{quelle} + Z_{T2} + Z_{Kab1} \\ Z_{kab} &= Z_{Kab2} + Z_{Kab3} \\ Z_{KS,ohne DEA} &= Z_{netz} + Z_{Kab} \end{aligned} \quad (3.8)$$

Das Bild 3.14 zeigt das gleiche Netz mit einer an St6 angeschlossenen DEA. Im Kurzschlussfall trägt sie auch mit einem Kurzschlussstrom bei. Da die Impedanz der DEA in der Regel höher ist, als des (starren) Netzes, ist hier der Ausdruck (3.3) auch anwendbar.

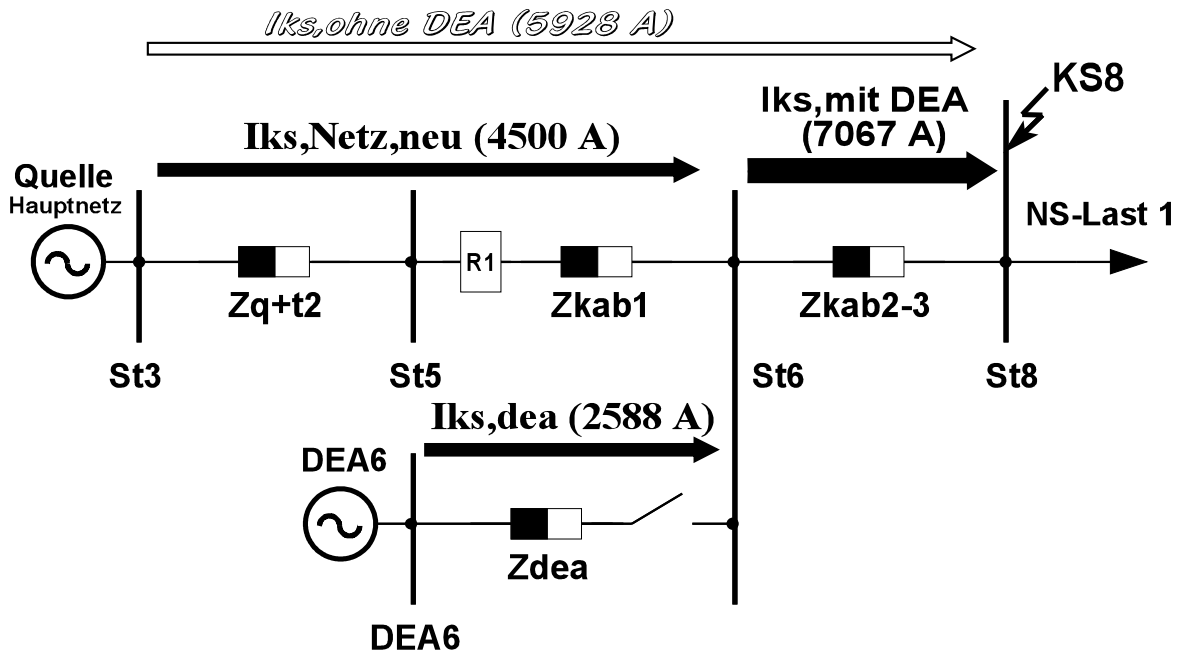


Bild 3.14: Kurzschlussstrom beim dreipoligen Fehler mit angeschlossener DEA (Abschwächung)

Beim Fehler im KS-Ort KS8 im Bild 3.14 ergibt sich ein folgender KS-Strom:

$$I_{KS,mit\,DEA}'' = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot \left| \frac{Z_{netz} \cdot \underline{k}}{1 + \underline{k}} + Z_{kab} \right|} \quad (3.9)$$

Der KS-Strom $I_{KS,Netz,neu}$ kann wie folgt berechnet werden:

$$I_{KS,Netz,neu}'' = I_{KS,mit\,DEA}'' \cdot \frac{\left| \frac{Z_{netz} \cdot \underline{k}}{1 + \underline{k}} \right|}{\left| \frac{Z_{netz} \cdot \underline{k}}{1 + \underline{k}} + Z_{kab} \right|} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot \left| \frac{Z_{netz} \cdot \underline{k}}{1 + \underline{k}} + Z_{kab} \right|} \cdot \left| \frac{\underline{k}}{1 + \underline{k}} \right| \quad (3.10)$$

$$I_{KS,Netz,neu}'' = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot \left| Z_{netz} + Z_{kab} + \frac{Z_{kab}}{\underline{k}} \right|} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot \left| Z_{netz} + Z_{kab} + \frac{Z_{kab} \cdot Z_{netz}}{Z_{DEA}} \right|} \quad (3.11)$$

Aus dem Ausdruck (3.11) folgt, dass der Nenner zusätzlich mit dem Faktor $\frac{Z_{kab}}{\underline{k}}$ (s. dazu Vergleich mit dem Ausdruck (3.7) erweitert wird. Dadurch wird die Gesamtimpedanz zwischen dem Hauptnetz und dem KS-Ort KS8 im Nenner größer und als Folge der KS-Strom Beitrag vom Hauptnetz bei einer ans Netz angeschlossener DEA kleiner.

Um zu berechnen, wie groß die Abschwächung des KS-Strombeitrags vom Hauptnetz sein wird, wenn zwischen dem Hauptnetz und dem Verbraucher eine DEA ans Netz angeschlossen ist, wird ein folgender Ausdruck vorgeschlagen:

$$Abschwächung, [\%] = \frac{I''_{KS, Netz, neu}}{I''_{KS, ohne DEA}} \cdot 100\% = \left| \frac{Z_{KS, ohne DEA}}{Z_{KS, ohne DEA} + \frac{Z_{kab} \cdot Z_{netz}}{Z_{DEA}}} \right| \cdot 100\% \quad (3.12)$$

Umgekehrt lässt sich mit einer guten Genauigkeit ermitteln, wie groß das Verhältnis $|k|$ sein kann, damit beim Anschluss von DEA eine vorgegebene Abschwächung des KS-Beitrags vom Hauptnetz eingehalten wird:

$$|k| = \frac{A, \%}{(100\% - A, \%)} \left| 1 + \frac{Z_{netz}}{Z_{kab}} \right| \quad (3.13)$$

Dabei ist in diesem Ausdruck der Faktor A die relative Abschwächung in %.

Das folgende Beispiel zeigt, wie groß das Verhältnis $|k|$ sein soll, damit der KS-Beitrag vom Hauptnetz um 20% abgeschwächt wird (d.h. $\frac{I''_{ks, Netz, neu}}{I''_{ks, ohne DEA}} = 0,8$ entspricht $A=80\%$):

$$|k| = \frac{4}{\left| 1 + \frac{Z_{netz}}{Z_{kab}} \right|} \quad (3.14)$$

3.3.3 Phänomen unselektives Mitauslösen bei Rückspeisung (engl. „sympathetic tripping“)

Das Phänomen, das bei der Netzkonstellation im Bild 3.15 und Netzschutz ohne Funktion der Richtungserkennung (Sicherungen und ungerichtete Überstrom-Schutzeinrichtungen) auftreten kann, wird als „sympathetic tripping“ [MÄK05], [KEI07] bezeichnet. Wenn eine oder mehrere DEA (z.B. DEA8) ins Netz einspeisen und gleichzeitig tritt ein Fehler „KS5“ im benachbarten Netzausläufer auf, kann passieren, dass der KS-Strom aus DEA die Ansprechgrenze I_{ks} des Relais R3 erreicht oder überschreitet. Dies führt dazu, dass das Relais R3 und das dem Fehlerort KS5 vorgeordnete Relais R4 gleichzeitig und somit unselektiv auslösen. In diesem Fall verliert der Verbraucher (NS-Last 1) unnötig die Versorgung, weil durch die Auslösung des Relais R3 der restliche Abgang vom Hauptnetz isoliert und durch das Netzentkopplungsrelais die DEA vom Netz getrennt wird.

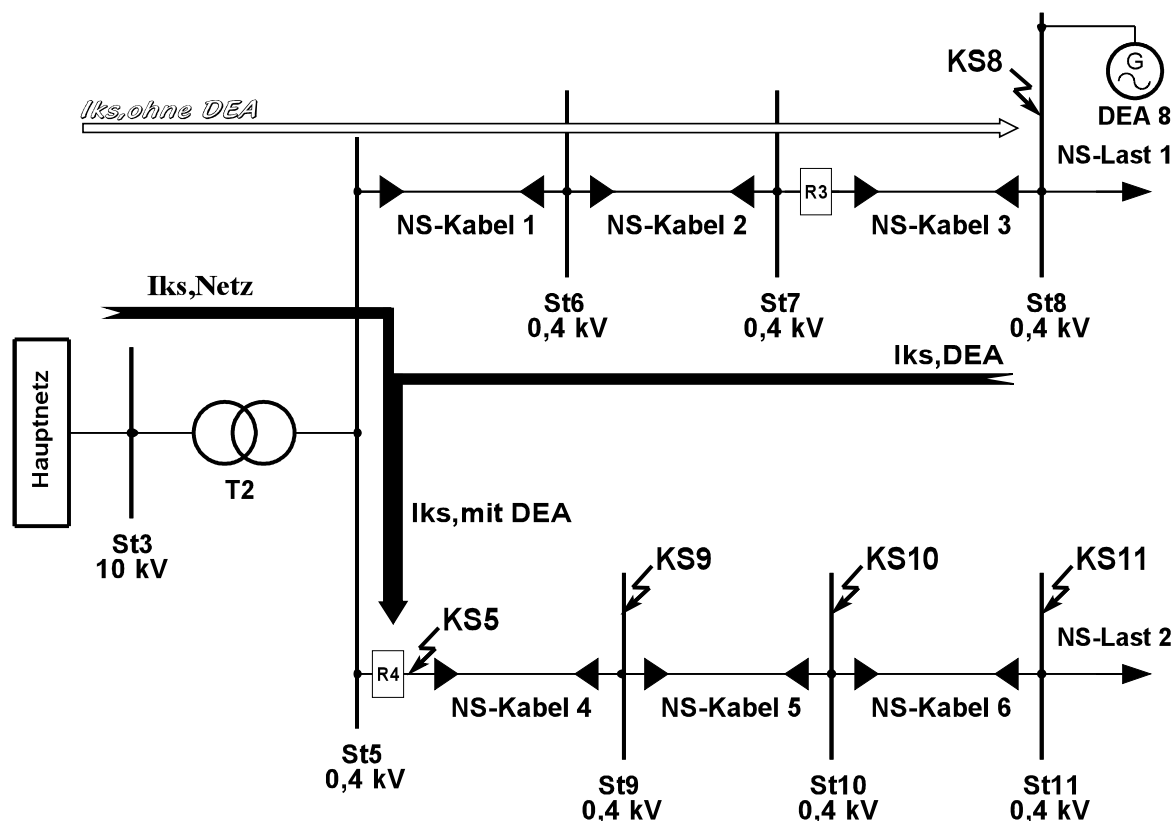


Bild 3.15: Netz zur Verdeutlichung des Phänomens „unselektives Mitauslösen“

Die Bilder 6.1 – 6.42 (Anhang) enthalten weitere Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnungen, welche bei verschiedenen Fehlern KS5, KS9, KS10 und KS11 durchgeführt wurden.

Dabei kann der Effekt „unselektives Mitauslösen“ bei den Berechnungsfällen 1b, 3b, 5b, 6b, 7b und dem Fehlerort KS5 beobachtet werden. Beim Berechnungsfall 6b kann dieser Effekt sogar beim Fehlerort KS9 beobachtet werden.

Daraus folgt, dass dieser Effekt sowohl bei den starren als auch bei den schwachen Netzen entstehen kann und wird umso schwächer, je näher der Fehler zum Ende des Kabelabzweigs „b“ (keine angeschlossene DEA in diesem Abzweig) auftritt.

3.4 Statische und dynamische Änderungen der Randbedingungen als eine neue Herausforderung

Das heutige Schutzkonzept in Verteilungsnetzen, aufbauend auf einer selektiven und gestaffelten Auslösung, wird für eine uni-direktionale Energieflussrichtung ausgelegt und schützt die zugewiesenen Objekte innerhalb der im Kapitel 2 definierten festen Randbedingungen.

Haben sich die RB geändert (im Bild 3.16 stellt die gestrichelte Linie alte RB dar und die durchgängige Linie die neuen RB), ist der nicht angepasste Schutz nicht mehr in der Lage, die geforderte Funktionalität innerhalb der sich neu eingestellten RB zu gewährleisten. Die RB sind zeitlich variabel und haben sowohl den statischen als auch den dynamischen Charakter.

Die statischen Änderungen bei den RB sind in der Regel in konventionellen Verteilungsnetzen, wo keine oder relativ kleine und unbedeutende Anteile von DEA ans Netz angeschlossen sind, zu erwarten. Außerdem zu diesen Änderungen gehören z.B. Tausch von Betriebsmitteln (Transformatoren, Leitungen) oder Änderung der Netzkurzschlussleistung, welche die Kurzschlussimpedanzen im Schutzpfad so ändern, dass eine Überprüfung und ggf. eine leichte Anpassung der Schutzeinstellungen erforderlich ist.

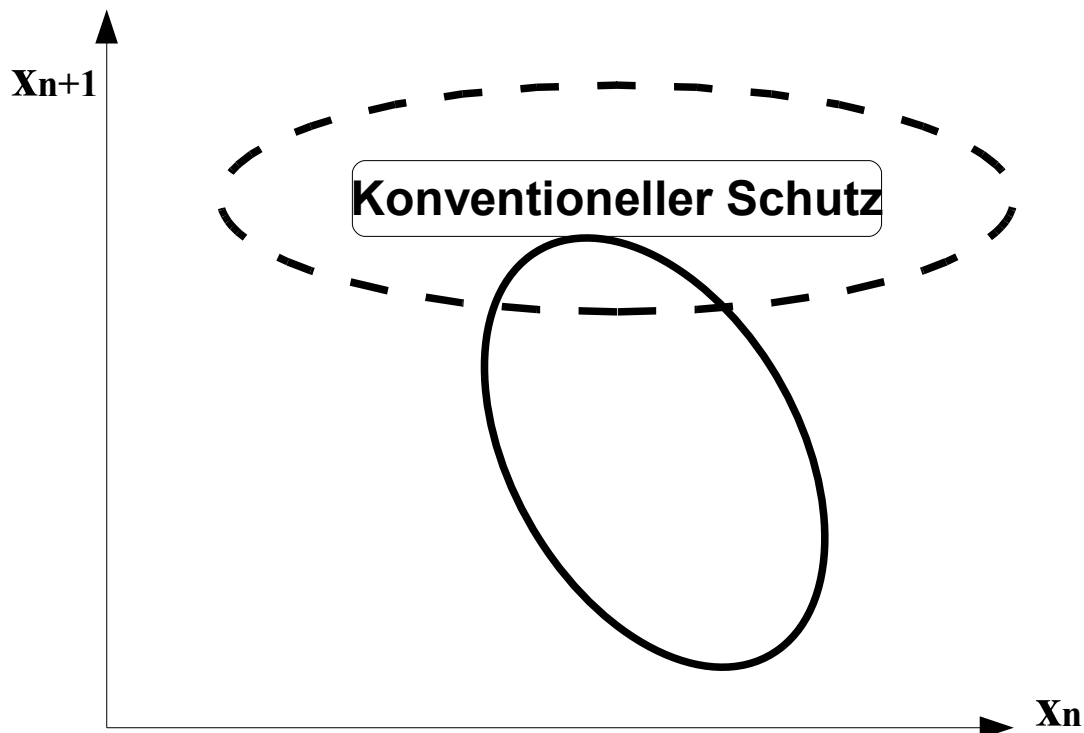


Bild 3.16: Konventioneller Netzschutz bei den sich ändernden Randbedingungen

Noch schlimmer kann es in Netzen mit einem hohen Anteil dezentraler Stromerzeugungsanlagen aussehen. Dieses Netz kann als ein unbalanciertes Multiquellennetz betrachtet werden, in dem alle Quellen zur Einspeisung gleichberechtigt sind. Die Kurzschlussverhältnisse im Schutzpfad ändern sich schneller, dynamischer. Die Dynamik der Änderungen der RB wird im wesentlichen durch die Verfügbarkeit, dargebotsabhängige Stromerzeugung und Beitrag der verschiedenen dezentralen Stromerzeugungsanlagen zum Kurzschlussstrom bestimmt.

Das Bild 3.17 zeigt die Notwendigkeit für den Einsatz eines adaptiven Netzschutzes bei den sich dynamisch ändernden Randbedingungen.



Bild 3.17: Adaptiver Netzschutz bei den sich dynamisch ändernden Randbedingungen

Im Weiteren werden nur die technischen Randbedingungen, die im Kapitel 2 beschrieben wurden, bei der Ausarbeitung des adaptiven Netzschutzes berücksichtigt. Besonders stark bei den technischen RB sind die maximalen und minimalen Kurzschlussströme (Punkt 2.2.2.3) den dynamischen Änderungen ausgesetzt.

Je nach den Einspeisesituationen und Netzverhältnissen können dynamische Änderungen unterschiedlicher Stärke (z.B. beim Übergang vom Netzparallelbetrieb zum „gewünschten“ Inselnetzbetrieb) auftreten. Bei den kleinen Änderungen kann es vorkommen, dass die ursprünglichen Schutzeinstellungen die neuen Randbedingungen nicht verletzen und die Anforderungen an die Selektivität, Sicherheit und Schnelligkeit der Schutztechnik ohne Anpassung erfüllt werden können. Durch die dargebotsabhängige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen sowie weitere (neue) angeschlossene DEA kann aber nicht immer garantiert werden, dass bei den unterschiedlichen Betriebssituationen die Änderungen der RB in den gewünschten Rahmen bleiben (Punkt 3.2.1.2, sowie [KEI07]) und die geforderte Schutzfunktionalität bei allen möglichen Netzfehlern erfüllt werden kann.

Um diese sich dynamisch ändernden RB zu beherrschen, wird vorgeschlagen, eine geeignete Betriebszustandserfassung (State Estimation) ins Netz zu integrieren, die

u.a. den Betriebszustand der DEA überwacht und einen entsprechenden Datenaustausch mit der Schutztechnik veranlasst. Dadurch könnten die aktuellen Randbedingungen bei den möglichen Fehlern im Voraus abgeschätzt und die Schutzfunktionalität analysiert, bzw., wenn nötig und möglich, die schutztechnischen Parameter online (während des Betriebes) angepasst werden.

Dieser Ansatz, der eine erweiterte Betriebszustandserfassung mit der adaptiven Schutztechnik kombiniert, wird für die Lösung der Integrationsprobleme dezentraler Stromerzeugungsanlagen in die Netze vorgeschlagen [SHU06].

4 Szenarien der zukünftigen Energieversorgungsstrukturen und Erarbeitung eines Netzmodells

4.1 Grundszenarien für den Netzbetrieb von DEA

Wie die Analyse der Integration von einem hohen Anteil von DEA in die Verteilungsnetze zeigt (Kapitel 2 und 3), sind die systemtechnischen Änderungen vorzunehmen, die die Konzepte konventioneller Auslegung des Versorgungsnetzes ergänzen bzw. ändern.

Dabei sind verschiedene Szenarien der zukünftigen Energieversorgungsstrukturen mit einem hohen Anteil von DEA denkbar, die miteinander unter Umständen kombiniert werden können (Bild 4.1). Als Grundszenarien gemäß dem Bild 4.1 werden drei Versorgungskonzepte 4.1.1 – 4.1.3 vorgeschlagen.

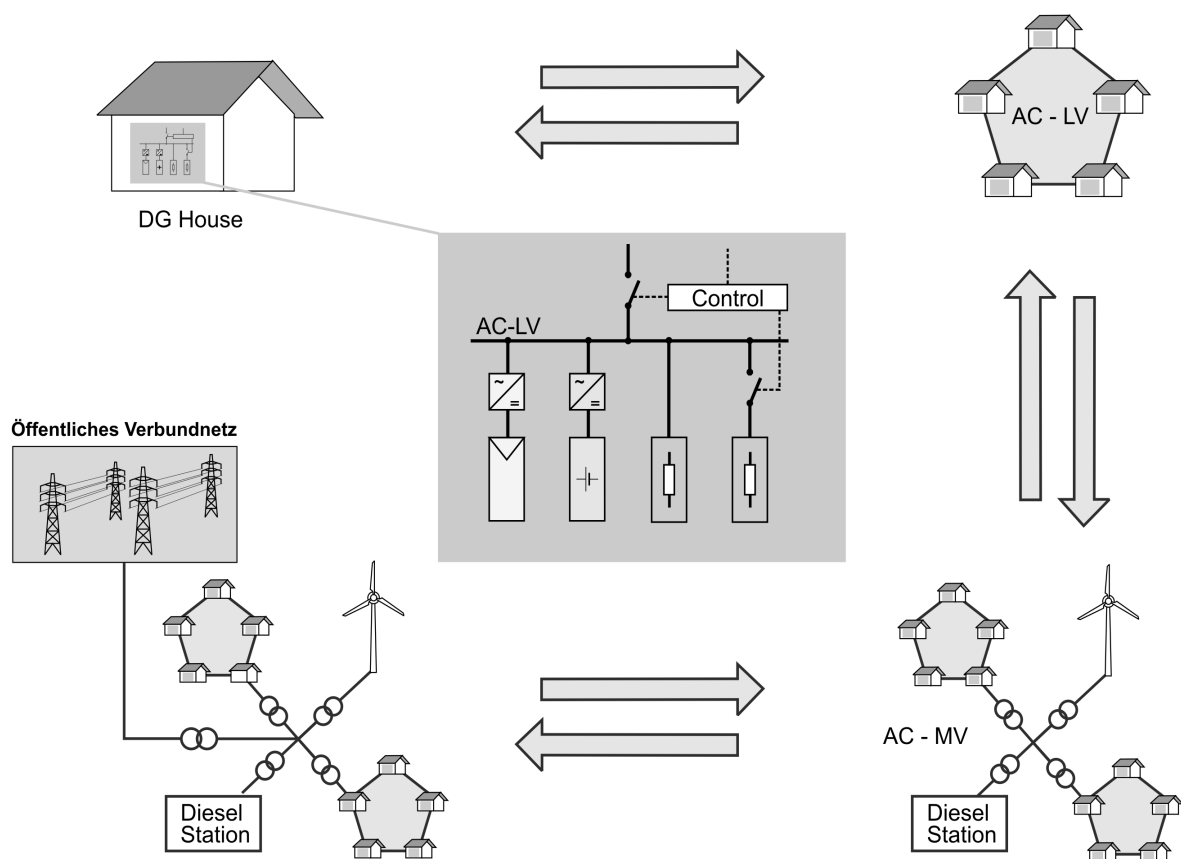


Bild 4.1: Beispiel vernetzter dezentraler Energieversorgungsstrukturen [VMS03]

Folgende wichtige Anforderungen werden u. a. an die Systemtechnik gestellt, die den technischen, wirtschaftlichen, rechtlichen und nicht zuletzt den praktischen Charakter haben. Dazu zählen:

- Wirtschaftlichkeit

- Zuverlässigkeit
- Sicherheit
- Einfachheit
- Geringe Wartung
- Technische und praktische Realisierbarkeit
- Akzeptanz und die Umsetzbarkeit in der Industrie und bei den Netzbetreibern

4.1.1 Parallelbetrieb mit dem Hauptversorgungsnetz

Die DEA werden wie üblich nach Richtlinien 2.2.1 ans Netz angeschlossen. Dabei speisen die DEA aus erneuerbaren Energiequellen (insbesondere Wind- und Photovoltaikanlagen) bevorzugt ins Netz ein. Die Systemtechnik ist jederzeit an die wechselnden Netzbedingungen, hervorgerufen durch die Arbeitsweise dieser DEA, je nach Ausmaß dieser Auswirkungen, entweder statisch oder dynamisch anzupassen.

Zu den statischen Anpassungen zählen z.B. Parallelbetrieb von Netzbetriebsmitteln zur Reduzierung von Engpässen, Korrektur der Stellungen von Transformatoranzapfungen im spannungslosen Zustand, Korrektur der Relaiseinstellungen, etc.

Zu den dynamischen Anpassungen zählen z.B. automatische Anpassungen von Relaiseinstellungen, dezentrales Energiemanagement etc.

4.1.2 Inselnetzbetrieb

Da beim Parallelbetrieb von DEA mit dem Hauptnetz die Systemkomplexität enorm steigt, was durchaus zu einer relativ schlechten Akzeptanz bei den Netzbetreibern führen kann, stellt sich die Frage der Bildung von Inselnetzen. Solche Inselnetze können beliebig kompliziert sein, sind aber vom Hauptnetz unabhängig und laufen autonom. Zur Versorgungssicherheit ist jedoch ein Link zum Hauptnetz, falls möglich, als Reserveversorgungsmöglichkeit bereitzustellen. Zwei Betriebszustände sind beim Inselnetzbetrieb denkbar:

- **Normalbetrieb:** Im Normalbetrieb trennt der Link das Inselnetz mit DEA vom Hauptnetz. Dadurch sind sämtliche Auswirkungen auf das Verbundnetz ausgeschlossen. Das Inselnetz ist mit einem intelligenten Managementsystem

auszustatten, welches die komplette Betriebsführung übernimmt. In diesem Betrieb ist kein Energieaustausch zwischen den Netzen möglich, da der Link eine offene Stelle ausweist.

- **Reservebetrieb:** Bei Störungen im Inselnetz (z.B. die DEA nicht mehr verfügbar) kann dieses Inselnetz als ein passiver Verbraucher entweder manuell oder automatisch über die Link-Aktivierung ans Hauptnetz angeschlossen werden.

4.1.3 Gemischter Netzbetrieb

Bei diesem Netzbetrieb kann das Netz in die „Waben“ aufgeteilt werden, die im Netzverbund funktionieren. Charakteristisch bei diesem Betrieb ist eine gezielte Inselnetzbildung bei Störungen bzw. ein Separieren der Fehlerstellen, so dass die aus DEA erzeugte Energie über andere Wege umgeleitet werden kann. Nachdem die Störung behoben ist, kann automatisch die ursprüngliche Netzkonfiguration wiederhergestellt werden.

4.2 Realisierbarkeit von den „gewünschten“ Inselnetzen

Zur Beurteilung der Eignung der systemtechnischen Berücksichtigung von den Inselnetzen mit DEA aus erneuerbaren Energiequellen, ist zunächst die Überprüfung der technischen Realisierbarkeit von den „gewünschten“ Inselnetzen durchzuführen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird als **„gewünschtes“ Inselnetz** ein solches Netz bezeichnet, das einen in sich abgeschlossenen und kontrollierten Netzverband darstellt, in dem eine oder mehrere DEA die Last decken und keine synchrone Kopplung an das Verbundnetz bestehen kann.

Nicht zu verwechseln ist dieser Zustand mit einem „unerwünschten“ Inselnetzbetrieb, da solche Betriebszustände auf Grund des Wegfalls des übergelagerten Netzes entstehen (beispielsweise durch das Auslösen eines Relais im Netz aufgrund eines Kurzschlusses). Dieser Netzzustand wird als unkontrolliertes Inselnetz bezeichnet und muss durch geeignete Schutzmaßnahmen verhindert werden.

Diese „gewünschten“ Inselnetze können z.B. dadurch entstehen, dass auf Grund der zu erwartenden Kosten eine Kopplung an das Verbundnetz nicht wirtschaftlich ist. Die räumliche Ausdehnung dieses Netzes ist durch die angeschlossenen Verbraucher und die DEA begrenzt. Im Falle eines Zusammenschlusses mehrerer Inselnetze

zu einem Verband (Niederspannung und/oder Mittelspannung) kann diese Grenze unter Berücksichtigung des Leistungsgleichgewichtes entsprechend ausgedehnt werden. Solche Netzkonstellationen werden als **kontrollierte Inselnetzverbände** bezeichnet.

Die „gewünschten“ Inselnetze lassen sich in regionale und kommunale Inselnetze unterteilen.

Als **kommunale Inselnetze** können solche Niederspannungsnetze bezeichnet werden, die innerhalb einer Kommune (Dorfes, Gehöfts) dezentrale Energieerzeuger kleinerer Leistung für die Deckung von lokalen Lasten enthalten. Die Vernetzung von mehreren kommunalen Netzen zu einem regionalen Inselnetz ist bei Verknüpfung über das Mittelspannungsnetz möglich. In der Energietechnik werden die Niederspannungsnetze mit einem übergeordneten Mittelspannungsnetz über die *Netzstationen* verbunden. In öffentlichen Energieversorgungsnetzen bewegen sich die Nennleistungen dieser Stationen oft bei 250, 400 oder 630 kVA. Diese Leistungsbegrenzung wurde für die kommunalen Inselnetze angenommen.

Als **regionale Inselnetze** können solche Mittel- und Niederspannungsnetze bezeichnet werden, die mehrere Städte oder Dörfer in eine Region vernetzen. Der Leistungsbereich eines solchen regionalen Inselnetzes liegt im zweistelligen MVA-Bereich und beträgt üblicherweise 20-50 MVA [VMS03].

Die am meisten verbreitete Vernetzungsform von den Lasten und Erzeugern in diesen Inselnetzen ist strahlenförmig, da diese Netzform in der Regel bei niedrigen Lastdichten z.B. in ländlichen Gegenden bevorzugt wird.

Wie die Beispiele von bereits funktionierenden Inselnetzen zeigen (Korsika, Kythnos (Bild 4.2), Sifnos etc.) ist eine übliche Netzregelung (Primär- und Sekundärregelung) sowie die Leistungs- und Spannungsqualitätssicherung für diese Versorgungsstrukturen nur noch bedingt nutzbar [VMS03]. Der Parallelbetrieb von verschiedenen dezentralen Einspeisern und Lasten mit uni- und bidirektionalen Energieflüssen erfordert die Lösung einer ganzen Reihe von Aufgaben.

Die in den Inselnetzen vorhandenen regenerativen Einspeiser fluktuieren in der Regel sehr stark, was mit großen Leistungssprüngen, bezogen auf die Nennlast, verbunden ist. Dies stellt besondere Ansprüche auf die vernünftige Koordination der Stromerzeugung, der Netzregelung und Energiemanagement. Der großflächige, optimale Einsatz von dezentralen Einspeisern zur Stromversorgung mit hoher Qualität setzt entsprechende Regelungsverfahren [ENS05], [ENA05] und dialogfähige Ener-

giemanagementsysteme [STA00] für Inselnetze und Netzausläufer voraus, die eine Koordinierung von Teilprozessen übernehmen. Neben Fragen des Energiemanagements und der Spannungsregelung entstehen hier neue schutztechnische Probleme.

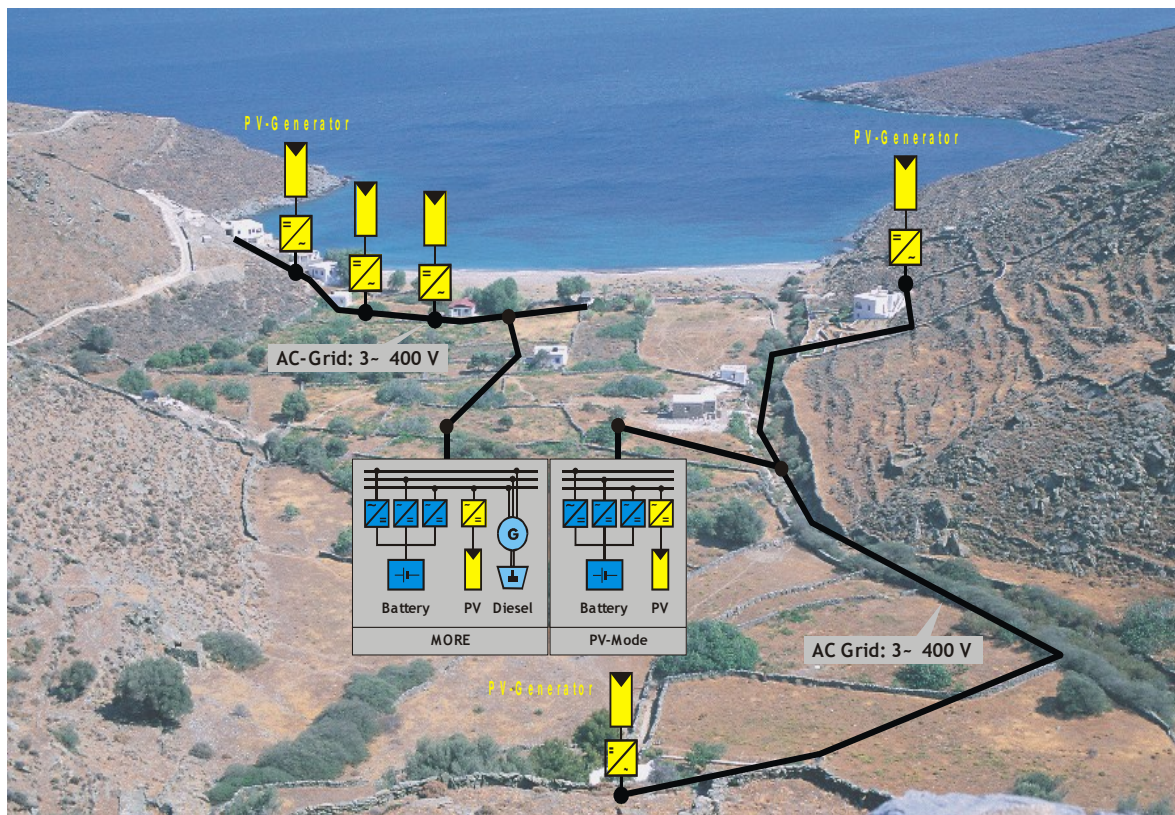


Bild 4.2: Versorgung von 11 Gebäuden mittels eines kleinen Inselnetzes auf Kythnos in modular konzipierter Systemtechnik, Quelle: EU-Projekt „MORE“, EU-JOR3-CT98-0215

Unter Berücksichtigung von diesen Betrachtungen ergeben sich daraus folgende wissenschaftliche Ziele für Untersuchungen zur geänderten Systemtechnik:

- Entwicklung eines physikalischen Netzmodells
- Untersuchung der Möglichkeit der Inselnetzbildung und -fähigkeit von Teilnetzen

Dementsprechend sollen die notwendigen technischen Voraussetzungen für die Vernetzung von kommunalen und regionalen Inselnetzen geschaffen werden, die auch für die Integration in Verbundnetze geeignet sind.

4.3 Entwicklung eines physikalischen Netzmodells für Untersuchungen zur geänderten Systemtechnik

Um die im Kapitel 4.1 und 4.2 genannten Problemstellungen, die zur geänderten Systemtechnik führen, zu untersuchen, wurde ein physikalisches Netzmodell entwickelt und in DeMoTec aufgebaut [VMS03].

4.3.1 Begründung des physikalischen Netzmodells

Elektrische Netze sollten bereits im Rahmen der Projektierung und Erweiterung rechnerisch und/oder physikalisch simuliert werden. Damit lassen sich Schwächen im System feststellen und mögliche technische oder betriebliche Fehler sowie finanzielle Verluste vermeiden. Sowohl rechnerische als auch physikalische Simulationen haben jeweils Vor- und Nachteile.

Die *rechnerische* Simulation beruht auf den bestimmten Annahmen und Vernachlässigungen, weil zum Beispiel die tatsächlichen technischen Charakteristiken der zum Aufbau geplanten Netzkomponenten nur unzureichend oder gar nicht bekannt sind. Dies gilt insbesondere für erneuerbare Energiequellen. Die Marktanalyse der Netzrechnungsprogramme hat deutlich gezeigt, dass kein Programm im Menü oder in seiner Datenbank z.B. lange bekannte Wind- oder PV-Anlagen beinhaltet. Außerdem gehören zum Problemkreis der rechnerischen Simulation auch:

- Konvergenz,
- Schrittgenauigkeit,
- Rechnerdauer,
- Komplexität der dynamischen Simulation,
- Zeitaufwand der Datenvorbereitung
- etc.

4.3.2 Festlegung der Konfiguration des physikalischen Netzmodells

Das Verteilungsnetz dezentraler Energieversorgungsstrukturen wird üblicherweise als *Strahlennetz* mit einer Nennspannung von 10-20 kV gebaut [EIG98].

An den Netzpunkten können sowohl Lasten als auch erneuerbare Energiequellen (DEA) [EIG98] angeschlossen werden. Dabei kommt es in der Praxis selten vor, dass eine solche Energiequelle unmittelbar am Netzpunkt angeschlossen werden kann. Üblicherweise wird sie über eine Leitung (bis 3 km) mit dem öffentlichen Netz verbunden.

Für das Modell wird eine Netzkonfiguration vorgeschlagen, die auf Bild 4.3 dargestellt ist. Das Netzmodell soll modular aufgebaut werden, um eine hohe Flexibilität bei der Weiterentwicklung sicherzustellen. Die *physikalische* Simulation ist von oben- genannten Nachteilen weitgehend frei.

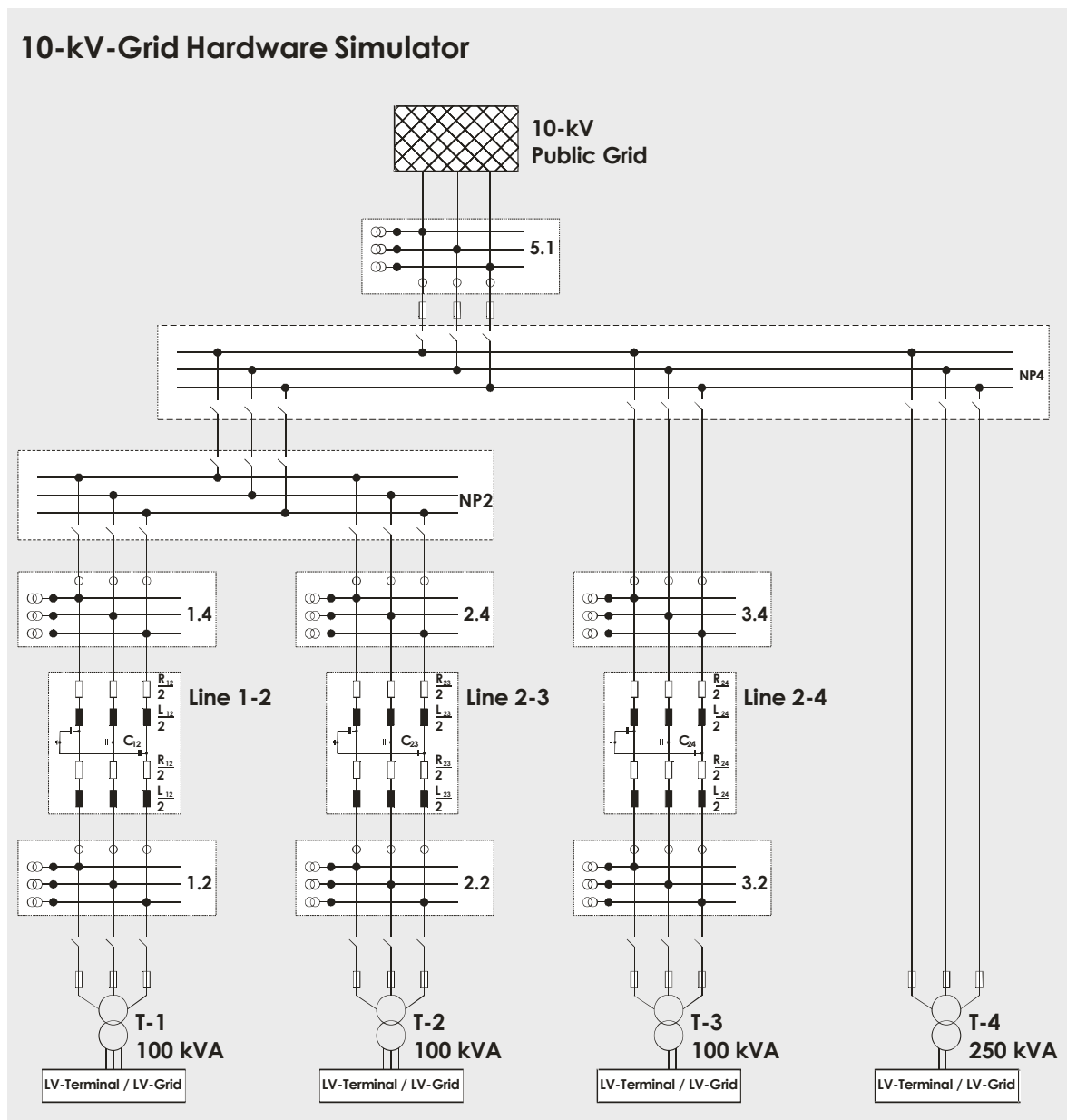


Bild 4.3: Grundkonfiguration des Netzmodells

Auf dem Markt werden physikalische Netzmodelle [HEU95], [SIE01] angeboten, die bei einer Spannung bis 100 V arbeiten. Die erfassten Ergebnisse werden auf die angestrebte Spannungsebene im kV-Bereich mit Hilfe der entsprechenden Übersetzungsfaktoren umgerechnet. Da solche Verfahren ebenfalls bestimmte Vernachlässigungen mit sich bringen, ist eine Netzsimulation im realen kV-Bereich besonders interessant. Die Verwendung der Modell - Nennspannung von 10 kV, die für moderne Mittelspannungsnetze weltweit typisch ist, kann somit neue Möglichkeiten für statische und dynamische Netzuntersuchungen eröffnen.

Im Rahmen des Projektes „Vernetzung Modularer Systeme: Netzregelung zur wirtschaftlichen Optimierung dezentraler Energieversorgungsstrukturen mit hohem Anteil erneuerbarer Energiequellen“, FuE-Vorhaben Nr. 0329900B, wurde in Kooperation mit dem Fachgebiet Elektrische Energieversorgungssysteme der Universität Kassel (GhK) die Modellentwicklung für physikalische Simulationen eines Mittelspannungs(teil)netzes mit erneuerbaren Energien und typischen Lasten vorgenommen [STR03], [SHU04], [ENG04].

Das Ziel ist es, die verteilten Einspeiser zu vernetzen, um die übertragungs- sowie regelungstechnischen Eigenschaften durch eine physikalische Nachbildung verschiedener Netzkonfigurationen mit echten Netzbetriebsmitteln in Echtzeit zu untersuchen. Durch die Verwendung einer Nennspannung von 10 kV im Modell, die für Mittelspannungsnetze weltweit stark verbreitet ist, werden ganz neue Möglichkeiten für die Untersuchungen von stationären und insbesondere dynamischen Vorgängen eröffnet.

4.3.3 Dimensionierung der Modellkomponenten

Das Mittelspannungs-Verteilungsnetz für dezentrale Versorgungsstrukturen (Inselnetz oder Teilnetz) wird meist als Strahlennetz mit mehreren Stichleitungen aufgebaut. Die existierenden autonomen Netze haben üblicherweise eine zentrale Einspeisequelle und eine lange Hauptübertragungsleitung, an der entlang mehrere Lasten und evtl. weitere kleine dezentrale Einspeiser über Transformatorstationen (z. B. 10 kV / 0,4 kV) angeschlossen werden. Dabei kommt es in Praxis sehr selten vor, dass solche Einspeiser direkt an die Hauptleitung angeschlossen werden, sondern üblicherweise über eine kurze Leitung (3-5 km). Z. B. werden Windkraft- oder Photovoltaikanlagen dort installiert, wo ein optimaler Betrieb ermöglicht wird und nicht notwendigerweise die Hauptübertragungsleitung verlegt ist. Solche Topologie des Netzes wurde bei Entwicklung des Modells zugrunde gelegt.

Die Netzausläufer verbinden die PCC-Punkte NP2 und NP4 über Leitungen und Verteilungstransformatoren mit den NS-Netzen. In der Praxis wird bei solchen Leitungen die Länge von 30 km nicht überschritten. Besonders große praktische Bedeutung für die Analyse der elektrischen Netzzustände haben die Netzpunkte, an denen Eigenerzeugungsanlagen angeschlossen sind bzw. angeschlossen werden. Abhängig von den konkreten Ortsbedingungen (technische, wirtschaftliche, rechtliche etc.) bestehen die Leitungen vielfach aus einzelnen Teilstücken: Freileitungen und/oder Kabel.

4.3.3.1 Energiequellen, Energieabnehmer und Transformatoren

Das physikalische Netzmodell soll die bisher gegebenen Möglichkeiten im Demonstrationszentrum Modulare Systemtechnik des ISET – DeMoTec – Halle weiter benutzen. Die Nennleistungen der vorhandenen Eigenerzeugungsanlagen, wie PV-Simulatoren, Windkraftanlage-Simulator, BHKW usw., liegen im Bereich bis 100 kVA. Die ohmschen, induktiven und kapazitiven Lasten haben Leistungen bis 20 kVA. Somit wurden die Nennleistungen der Transformatoren (Bild 4.3) von T1 bis T3 mit 100 kVA und von T4 mit 250 kVA ausgewählt.

Über diese Transformatoren besteht die Möglichkeit der niederspannungsseitigen Ankopplung der im DeMoTec installierten Aggregate (PV-Anlagen, Blockheizkraftwerke, Dieselgeneratoren, Simulatoren für Windkraftanlagen, verschiedene Stromrichter etc.), des Universitätsnetzes bzw. der Lasten.

Um alle möglichen Netzkonfigurationen zu untersuchen, wurde eine umschaltbare Schaltgruppe der Transformatoren festgelegt (YNyn0 und Dyn5).

4.3.3.2 Übertragungsleitungen

Die Querschnitte der Freileitungen und Kabel wurden entsprechend der zu übertragenden Scheinleistungen ausgewählt. Eine maximal zulässige Querschnittsgröße wird jedoch durch die mechanische Festigkeit der tragenden Masten der Freileitung begrenzt und darf 120 mm^2 nicht überschreiten [NIE92]. Minimale Querschnitte können unter Berücksichtigung der zulässigen mechanischen Drahtspannungen nicht weniger als 16 mm^2 betragen [NIE92]. In der Praxis werden allerdings aus wirtschaftlichen Gründen Querschnitte für Freileitungen nicht unter 35 mm^2 verwendet.

Aus diesen Gründen folgende Leitungskonfigurationen für die Strecken 1-2, 2-3 und 2-4 (Bild 4.3) wurden gewählt:

Tabelle 4.1: Konfigurationen von Leitungstrecken für die MNN

Freileitung Al/St – 120/20	Freileitung Al/St – 35/6	Kabel Al 1 x 25
Strecke 1-2: 20 oder 10 km	Strecke 1-2: 20 oder 10 km	Strecke 1-2: 10 oder 5 km
Strecke 2-3: 5 oder 2,6 km	Strecke 2-3: 5 oder 2,6 km	Strecke 2-3: 5 oder 2,6 km
Strecke 2-4: 3,1 oder 1,6 km	Strecke 2-4: 3,1 oder 1,6 km	Strecke 2-4: 3,1 oder 1,6 km

Da die praktische labortechnische Umsetzung von solchen langen Leitungen nicht realisierbar ist, wurden die Leitungen mit Hilfe von konzentrierten Elementen nachgebildet. Diese Elemente entsprechen den Parametern des Ersatzschaltbildes der Leitungen. Die Längen der Leitungen sind durch entsprechende Schaltungen einstellbar.

Aus der Theorie [HEU95], [DEN66] ist bekannt, dass die Freileitungen bis etwa 150 km Länge durch ein Zweitor mit konzentrierten Bauelementen beschreiben lassen. Für das Zweitor kann entweder ein Π - oder ein T-Ersatzschaltbild gewählt werden. Die Kapazitäten in diesem Zweitor sind dabei ein Maß für das elektrische Feld, das sich bei einer unbelasteten Wechselstromleitung einstellt, wenn die Anordnung mit einer niederfrequenten Spannung gespeist wird. Die vorhandenen Induktivitäten erfassen das magnetische Feld, das sich bei der Leitung ausbildet, wenn ein niederfrequenter Strom $i(t)$ eingepreßt wird. Die auftretenden ohmschen Verluste werden durch Wirkwiderstände erfasst. Diese Größen werden auf die Länge „ l “ der Leitung bezogen und als *Leitungskonstanten* bzw. *Leitungsbeläge* bezeichnet:

$$R' = \frac{R}{l}, \quad L' = \frac{L}{l}, \quad G' = \frac{G}{l}, \quad C' = \frac{C}{l}.$$

Die als „T“-Ersatzschaltbild dargestellten Zweitore beschreiben jedoch nur Vorgänge im Bereich der Netzfrequenz genau. Durch eine Hintereinanderschaltung von n Zweitoren lässt sich die Frequenzgrenze bei gleicher Leitungslänge nach oben verschieben bzw. bei gleicher Frequenzgrenze die zulässige Leitungslänge erhöhen. Stationäre Nachbildungen mit der Kreisfrequenz Ω dürfen dabei so lange als zulässig angesehen werden, wie in etwa

$$\Omega < \frac{n}{10} \cdot \frac{1}{\sqrt{L \cdot C}} \tag{4.1}$$

In dieser Beziehung kennzeichnen die Größen L und C die Induktivität und Kapazität der gesamten Leitung. Bei der Nachbildung transienter Vorgänge beschreibt der so

ermittelte Wert Ω den Bereich, innerhalb dessen das Frequenzspektrum transienter Vorgänge hinreichend genau auf der Leitung wiedergegeben wird (s. 4.5.4 von [HEU95]).

Berechnungen für die Freileitung (Al/St – 35/6, 20 km) mit einem T-Glied und folgenden Parametern ($L=23$ mH, $C=0,2$ μ F, $n=1$):

$$\Omega < \frac{1}{10} \cdot \frac{1}{\sqrt{23\text{mH} \cdot 0,2 \mu\text{F}}} = 1474,42 \text{ Hz} \quad (4.2)$$

Berechnungen für das Alu-Kabel (1x25 mm², 10 km) mit einem T-Glied und folgenden Parametern ($L=7,8$ mH, $C=2,1$ μ F, $n=1$):

$$\Omega < \frac{1}{10} \cdot \frac{1}{\sqrt{7,8\text{mH} \cdot 2,1 \mu\text{F}}} = 781,35 \text{ Hz} \quad (4.3)$$

Vom Ansatz her sind die Ersatzschaltbilder auf die elektrischen und magnetischen Felder beschränkt, die sich zwischen den Leiterseilen ausbilden. Ab 1 kHz gewinnen auch die Wirbelstromeffekte der magnetischen Felder in den Leiterseilen an Gewicht. Sie äußern sich wiederum in frequenzabhängigen Leitungsbelägen $R'(\omega)$ und $L'(\omega)$. Die Vernachlässigung dieser Frequenzabhängigkeit bewirkt eine zu geringe Dämpfung der höherfrequenten Komponenten. So ergeben sich etwa 10-15 % höhere Ausschaltspannungen, wenn ein netzfrequenter Strom unterbrochen wird [DEN66].

Es gilt festzuhalten, dass für die Berechnung größerer Netzanlagen bis in den Bereich von 1 kHz die herkömmlichen Π - und T-Ersatzschaltbilder wegen ihrer Übersichtlichkeit gut geeignet sind und überwiegend verwendet werden [DEN66].

Das Bild 4.4 zeigt die Ausführung eines 10-kV-Feldes der Leitungsnachbildung mit konzentrierten Elementen in der luftisolierten Mittelspannungstechnik.

Die entwickelte Mittelspannungsnetznachbildung wurde durch eine externe Industriefirma ausgeführt (Bild 4.5) und im Design Zentrum für Modulare Systemtechnik installiert.



Bild 4.4: Leitungsnachbildung mit konzentrierten Bauelementen



Bild 4.5: Ausführung der Mittelspannungsnetznachbildung im DeMoTec des ISET

4.4 Test „Übergang vom Netzparallelbetrieb zum Inselnetzbetrieb“

Um die Realisierbarkeit eines „gewünschten“ Inselnetzbetriebes zu demonstrieren, wurde ein praktischer Versuch mit Hilfe des physikalischen Netzmodells durchgeführt [SHU04]. Dabei wurde von einem Netzparallelbetrieb ausgegangen, bei welchem unterstellt wurde, dass im Falle einer Netzstörung bzw. eines Netzausfalls, das Verbundnetz durch eine Schalthandlung wegfällt. Im Normalfall erhalten die betroffenen Verbraucher keine Energie mehr und bleiben solange unversorgt, bis die Störung behoben ist. Das so „abgeschnittene“ Teilnetz, das die Verbraucher und die DEA enthält, geht in den Inselnetzbetrieb über. Dabei werden die restlichen Verbraucher von den Batteriestromrichtern weiter versorgt.

Die Bilder 4.6 und 4.7 zeigen Wirk- und Blindleistungsverläufe bei Betrieb der MNN. Hierbei war das starre NS-Netz an Transformator T-1, sechs einphasige Batteriestromrichter an Transformator T-3 und eine ohmsch-induktive Last ($P=12\text{ kW}$, $Q_{ind}=6\text{ kVar}$) an Transformator T-2 angeschlossen (s. Bild 4.3). Im Schaltanlagenfeld 5.1 ist die MNN vom Mittelspannungsanschluss des Universitätsnetzes getrennt, so dass die netzseitige Einspeisung nur über den NS-Anschluss möglich ist.

Die Kombination aus Batterien und Stromrichtern wird zur Speicherung elektrischer Energie aus dargebotsabhängigen Energiequellen wie z. B. Solarenergie verwendet. In dieser Versuchskonstellation wurden nur Freileitungen des Typs Al/St 35/6 (Längen: Line 1-2=10 km, Line 2-3=5 km, Line 2-4=1,6 km) nachgebildet, so dass der Blindleistungsbedarf weitgehend durch die Last und die Regelung des Stromrichters bestimmt ist.

Im *Netzparallelbetrieb* wird der benötigte Wirk- und Blindleistungsbedarf anteilig vom Netz und dem Batteriestromrichter gedeckt. Der variierende Kurvenverlauf der Wirk- und Blindleistung (Bild 4.6 – Bild 4.7) im Netzparallelbetrieb ergibt sich aus den zu Testzwecken geänderten Parametereinstellungen des Batteriestromrichters (manueller Eingriff).

Durch die Trennung vom starren Netz, geht das System vom Netzparallelbetrieb in den *Inselnetzbetrieb* über. Da der Batteriestromrichter vor der Netztrennung nur geringfügig an der Bereitstellung der Wirk- und Blindleistung beteiligt war ($P, Q \approx 0$), sinkt aufgrund des verwendeten Regelungsverfahrens der Stromrichter (Selfsync[®]) die Spannung und Frequenz nach der Netztrennung.

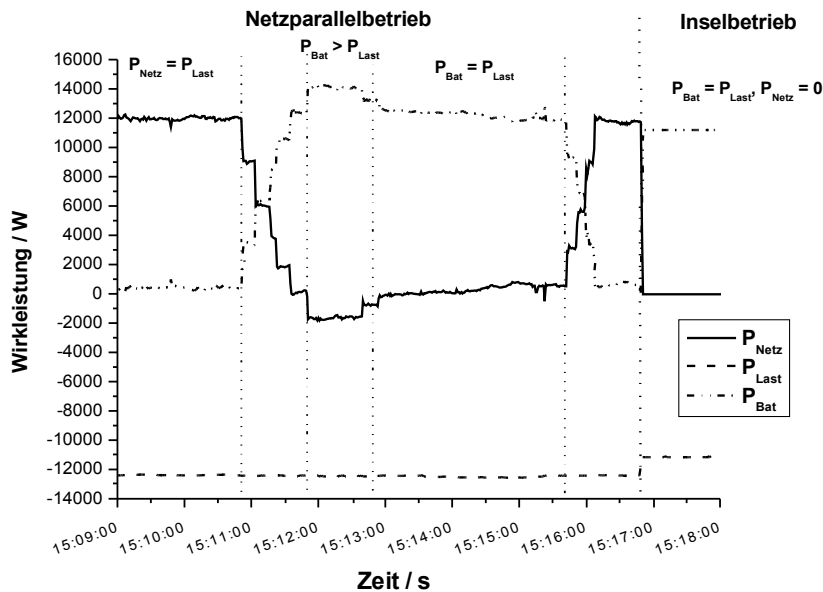


Bild 4.6: Wirkleistungsverlauf beim Netzparallel- und Inselnetzbetrieb

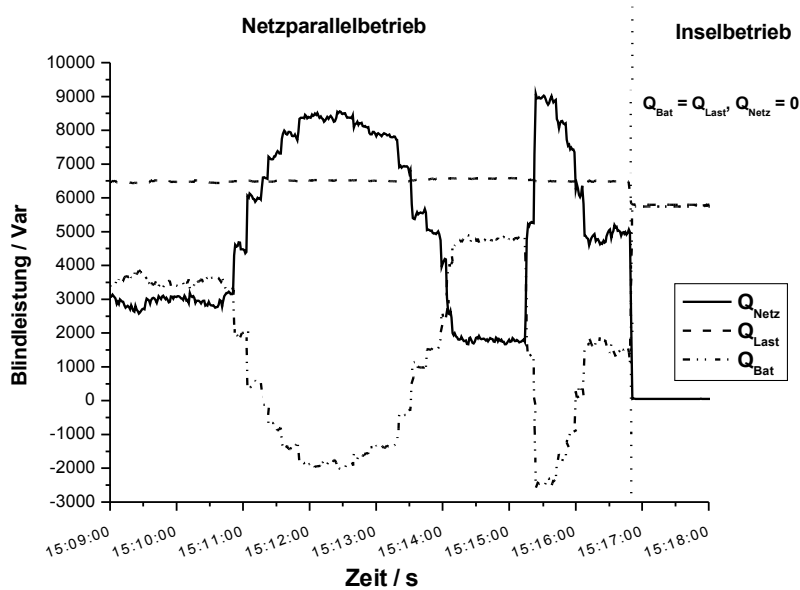


Bild 4.7: Blindleistungsverlauf beim Netzparallel- und Inselnetzbetrieb

4.5 Vorteile der Nutzung dezentraler Stromerzeugungsanlagen im Netzparallel- und Inselnetzbetrieb

Wie im Kapitel 4.4 gezeigt wurde, ist bei einer geeigneten Betriebsführung ein Übergang zu dem „gewünschten“ Inselnetzbetrieb möglich. Dabei entstehen folgende wirtschaftliche und technische Vorteile bezüglich der Versorgungsqualität sowie zusätzliche Netzdienstleistungen für Industrienetze und öffentliche Netze:

- Durch den Übergang zu dem Inselnetzbetrieb können die betroffenen Verbraucher mit der elektrischen Energie weiter versorgt werden. Dabei entsteht im Netz eine zusätzliche Funktionalität, die sogar die Eigenschaften einer Unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) erreichen kann [JAH06]
- Verbesserung der Spannungsqualität im Netz durch Einsatz von z.B. multifunktionalen Photovoltaik-Stromrichtern [JAH06]
- Der Batteriespeicher kann zur Abdeckung des Spitzenbedarfs bzw. für das Energiemanagement verwendet werden [JAH06]
- Optimierung der Blindleistungsflüsse mittels einer geeigneten Regelung von dezentralen Stromerzeugungsanlagen [DEG06], [ZAC08]

Durch diese systemtechnischen Änderungen ergibt sich ein breiter Problembereich, der mehrere Gebiete der Systemauslegung umfasst. Dabei müssen existierende Auslegungskonzepte generell überarbeitet werden. Hierzu zählen die Gebiete: Regelung, Auslegung der Betriebsmittel, Auswahl der Übertragungsspannungen, Netz- und Betriebsmittelschutz, Kommunikation, Betriebsführung, online- und offline Prozessoptimierung etc. Dabei entsteht auch die Anforderung an die Universalität der Konzepte. Gemeint ist hier die Übertragbarkeit dieser Konzepte sowohl auf die neuen als auch auf die alten Anlagen und Netze.

4.6 Wahl der Übertragungsspannung

Eine der wichtigsten Fragen bei der Systemauslegung ist die Wahl der Übertragungsspannung. Dabei müssen ebenfalls verschiedene Faktoren berücksichtigt werden:

- Übertragungsentfernung
- Übertragungsleistung
- Einsatz wirtschaftlicher Betriebsmittel (z.B. Leitungsquerschnitt, Isolation etc.)
- Stabilität der Energieübertragung (erlangt eine besondere Wichtigkeit in Hoch- und Höchstspannungsnetzen)
- Spannungshaltung, Spannungsfälle, Energieverluste
- Optimum Übertragungskosten / Gestehungskosten elektrischer Energie

- Gesamtkosten

Bei der Wahl der Nennspannungen für die dreiphasige Energieübertragung können aufgrund von verschiedenen Variablen, die sich in der Zeit stark variieren können, Abschätzungen nötig sein. Aus diesem Grunde wurde das im [HOS88] beschriebene Verfahren zur Wahl der Übertragungsspannungen für den Einsatz in Versorgungsstrukturen mit DEA überprüft und kann dafür empfohlen werden.

Das Bild 4.8 zeigt die empfohlenen Bereiche der Nennspannungen für unterschiedliche Längen und Übertragungsleistungen [HOS88], die um die gängigen Mittelspannungsebenen (6 – 60 kV) erweitert wurden.

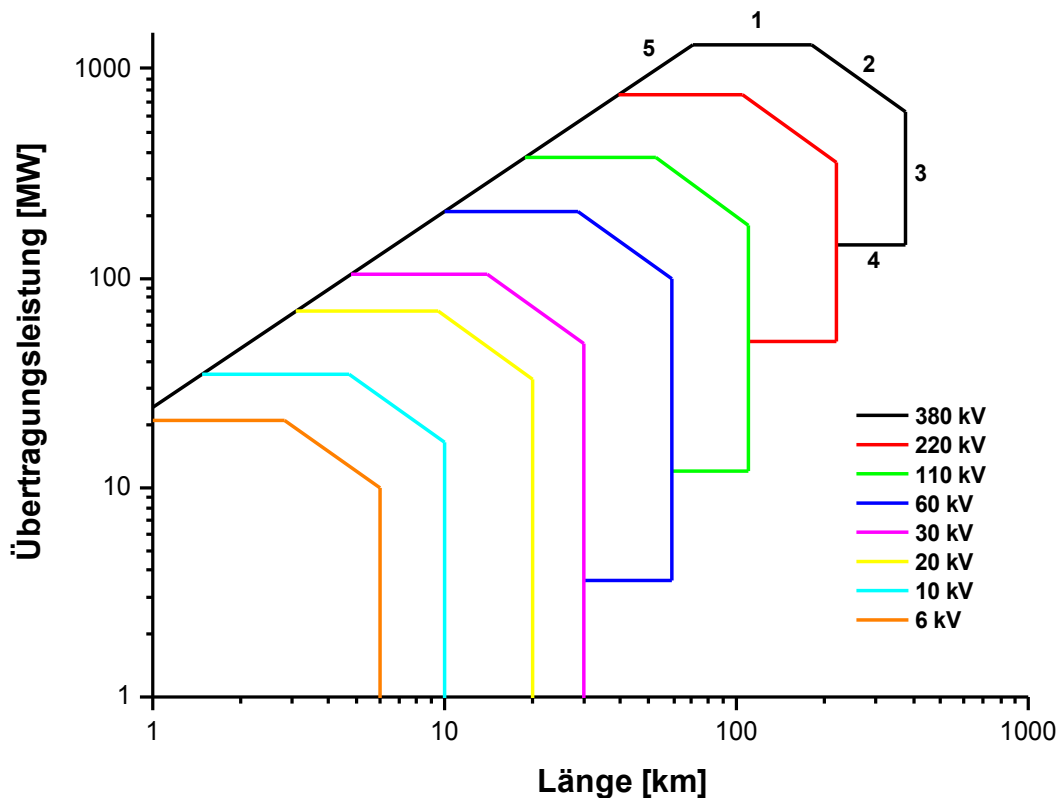


Bild 4.8: Wahl der Nennspannung für die elektrische Energieübertragung

Die folgenden Kriterien [HOS88] beschreiben die Ansätze zur Fertigstellung dieses $P-I$ – Diagramms:

Grenzlinie 1: Der Bemessungsstrom der Übertragungsleitung soll zweckmäßig nicht größer sein als einige Kiloampere. Ist das nicht der Fall, werden besondere Hochstromanlagen oder parallel geschaltete Betriebsmittel benötigt, was kostentreibend

ist. Im Bild 4.8 wurde als der größte Bemessungsstrom für eine Übertragungsleitung ein Strom von $I_r = 2 \text{ kA}$ gewählt.

Grenzlinie 2: Aus Spannungshaltungs- sowie Stabilitätsgründen bei Energieübertragung soll der Leitungswinkel ν beim Leistungsfaktor = 1 die Werte von 20° bis 25° nicht überschreiten. Die Grenzlinie 2 ist frequenzabhängig und ist im Bild 4.8 für $\vartheta = 25^\circ$ und $f = 50 \text{ Hz}$ eingetragen.

Grenzlinie 3: Für die Zwecke eines guten Wirkungsgrades η der Energieübertragung sowie der guten Spannungshaltung soll die Nennspannung in kV gleich oder größer sein als die Übertragungsentfernung in km . Im Bild 4.8 gilt $U_N, \text{kV} = l, \text{km}$. Durch diese Wahl entstehen bei wirtschaftlicher Stromdichte [HOS91] die Leistungsverluste in Höhe von ca. 3%.

Grenzlinie 4: U_N^2, kV braucht aus wirtschaftlichen Gründen nicht größer sein als die Übertragungsleistung je Stromkreis in kVA . Im Bild 4.8 ist $P = \frac{U_N^2}{Z_{oek}}$, wobei Z_{oek} als „wirtschaftliche Bürde“ bezeichnet und aus [HOS91] entnommen wird.

Grenzlinie 5: Betragen die Übertragungskosten nur einen geringen Teil ρ der Gesteungskosten elektrischer Energie im Netz, ist die Wahl der Nennspannung fast unbedeutend, ebenfalls ist diese Grenzlinie spannungsunabhängig. Im Bild 4.8 beträgt $\rho = 0,01$ nach [HOS88].

5 Entwicklung eines adaptiven Netzschutzkonzepts

Der Wunsch nach mehr Integration von Erzeugungsanlagen aus Erneuerbaren Quellen in die Verteilungsnetze sowie nach der Ausnutzung des Potentials dieser Anlagen zur Verbesserung der technischen und wirtschaftlichen Bedingungen bei gleichzeitiger Steuerbarkeit aller Prozessabläufe führt auf den Gedanken einer generellen Überarbeitung der konventionellen Stromversorgung mit mono-direktionalem Konzept. Als eine besonders zukunftsversprechende Technologie erweist sich die Konzeption der so genannten Microgrids (inselnetzfähige Teilnetze).

5.1 Einführung in Microgrids Konzept

Der Anteil von DEA, wie z.B. Photovoltaik, Kraftwärmekopplungsanlagen, in bestimmten Gebieten – Windanlagen, und in Zukunft, Mikroturbinen in den elektrischen Verteilungsnetzen, nimmt beständig zu und wird zukünftig die Betriebsweise der Netze ändern. Für Netzbereiche, die über genügend Erzeugungskapazität verfügen, besteht ein besonders viel versprechender Ansatz in der Möglichkeit, diese zeitweise isoliert vom Verbundnetz zu betreiben. Netzabschnitte, die diese Möglichkeit haben, werden als „Microgrids“ bezeichnet.

Ein kritischer Faktor bei der Umsetzung des Microgrids-Konzepts ist die Verfügbarkeit von Generatoren mit schnell regelbaren Leistungsschnittstellen, um im Inselnetzbetrieb Spannung, Frequenz, sowie Lastverteilung zwischen den verschiedenen Kleingeneratoren hinreichend schnell regeln zu können. Im Netzparallelbetrieb müssen die Kleingeneratoren und der zentrale Microgrids-Regler [HAT07] den Leistungsaustausch mit dem Verbundnetz regeln, die Netzbedingungen überwachen und den Übergang zwischen Verbundnetz- und Inselnetzbetrieb steuern.

Zu den Aufgaben der zentralen Microgrids-Regler (Microgrids Central Controller) zählen die Unterstützung des technischen und wirtschaftlichen Betriebes, Unterstützung des Zusammenwirkens zwischen den Lasten, der DEA und dem dezentralen Energiemanagementsystem [HAT07].

Das ISET engagiert sich bei der Entwicklung von Konzepten für den Betrieb von Microgrids. Beispiele für den Aufbau und die kommunikationstechnische Struktur von Microgrids sind im Bild 5.1 und im Bild 5.2 entsprechend zu sehen. Im Bild 5.1 dargestellten Beispiel besteht das Microgrid aus vier netzbildenden Einheiten (zwei Batterie-Wechselrichter, zwei Dieselgeneratoren), Wind- und Photovoltaikgenerator, verschiedenen Lasten, automatischen Schaltern, um das Netz unterteilen zu können,

und einer übergeordneten Steuerung. Dieses Microgrid wurde aufgebaut, um verschiedene Funktionen des zentralen Microgrid-Reglers und die Übergänge zwischen dem Netzparallel- und Inselbetrieb zu testen [MIC02], [ENG03], [EEA04], [SCH05], [ENG05], [ENS05], [MIC06].

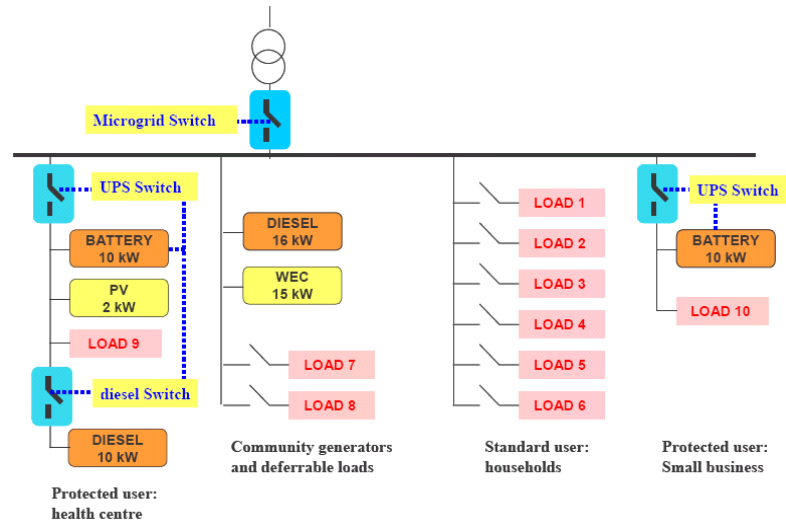


Bild 5.1: Beispiel für ein Microgrid (Quelle: ISET e.V.)

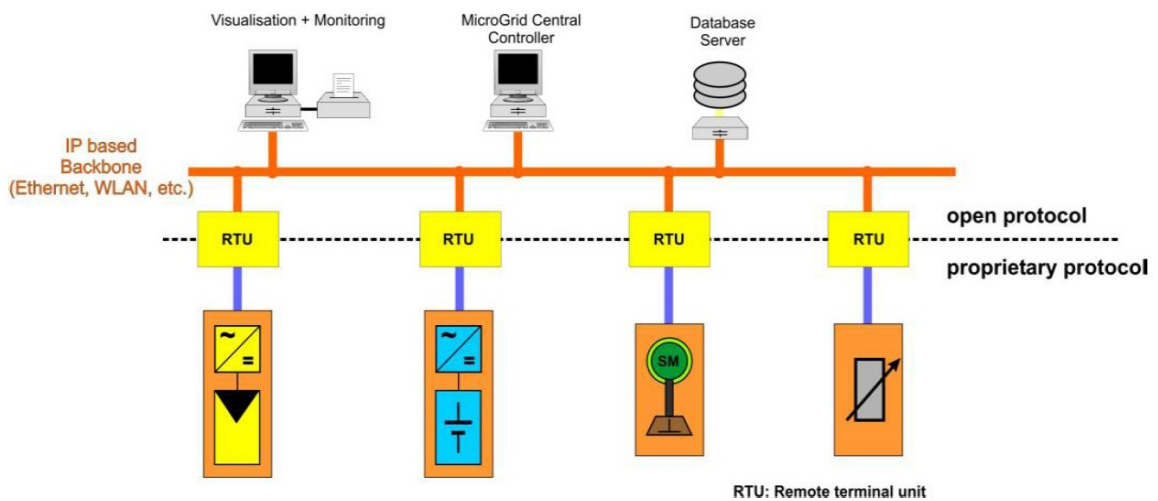


Bild 5.2: Kommunikationstechnische Struktur von Microgrids [VAD06]

Ein Multi-Microgrids Konzept berücksichtigt einige benachbarte Microgrids, die direkt an der Niederspannungsebene oder über Mittelspannungsebene miteinander verknüpft sind.

Der Betrieb von Microgrids kann für Verbraucher und Netzbetreiber verschiedene Vorteile wie z.B. verbesserte Effizienz, Minimierung der Übertragungsverluste, verbesserte Spannungsqualität und Zuverlässigkeit, Verminderung der CO₂ Ausstöße, kosteneffektive Verbesserung der elektrischen Infrastruktur bieten. Dies bringt natürlich weitere technische Herausforderungen an den Netzplaner bzw. -betreiber. Eine der wichtigsten Herausforderungen ist dabei der sichere, selektive und schnelle

Schutz des Hauptnetzes und des Microgrids im Netzparallelbetrieb und im „gewünschten“ Inselnetzbetrieb gegen Kurzschlüsse.

Eine wichtige Bedeutung erlangt hier der Microgrid-Schalter (Microgrid Switch im Bild 5.1), welcher im Bezug auf das Microgrid „zentral“ angeordnet ist. D.h. beim Microgrid gibt es nur eine Verbindung zum Hauptnetz, über welche die von DEA im Microgrid erzeugte überschüssige Energie ins Netz eingespeist bzw. im Falle des DEA-Stillstandes, die von den Verbrauchern benötigte Energie abgenommen werden kann. Der Microgrid-Schalter (MGS) ist an der Schnittstelle zwischen dem Hauptnetz und dem Microgrid eingebaut und kann beim Bedarf diese Verbindung trennen bzw. wieder aufbauen. Der MGS muss hinreichend schnell sein (Gesamtausschaltzeit < 20 ms) und mit einer intelligenten übergeordneten Steuerung, die sowohl den Netzschutz als auch das dezentrale Energiemanagementsystem enthalten kann, verbunden sein.

Der normale Zustand des MGS ist „geschlossen“, d.h. das Microgrid ist im Netzparallelbetrieb mit dem Hauptnetz. Beim Wegfall des Hauptnetzes ändert sich der Zustand des MGS auf „offen“ und das Microgrid geht in den „gewünschten“ bzw. kontrollierten Inselnetzbetrieb über.

Auf diese Weise können die Microgrids gebildet und als radiale Netzausläufer ans Netz angeschlossen werden. Dabei kann die von den EVU gewünschte radiale Netzstruktur beibehalten werden (Bild 5.3). Aus Sicht des EVU könnten die Microgrids als radiale dezentrale „Black-Boxes“ betrachtet werden, deren Betrieb die nationalen Anforderungen „Distribution Code“ [DCO07] bzw. die Richtlinien [EIG98], [EIG01] erfüllt sowie auch an die zukünftigen nationalen und internationalen Normen angepasst werden kann.

Dieses Konzept von Microgrids könnte auf eine weitgehende Akzeptanz bei EVU's führen, wenn bewiesen wird, dass die Microgrids nicht nur keine Störungen im Netz hervorrufen, sondern auch klare technische und wirtschaftliche Vorteile gegenüber der herkömmlichen Netzauslegung und -betrieb aufweisen.

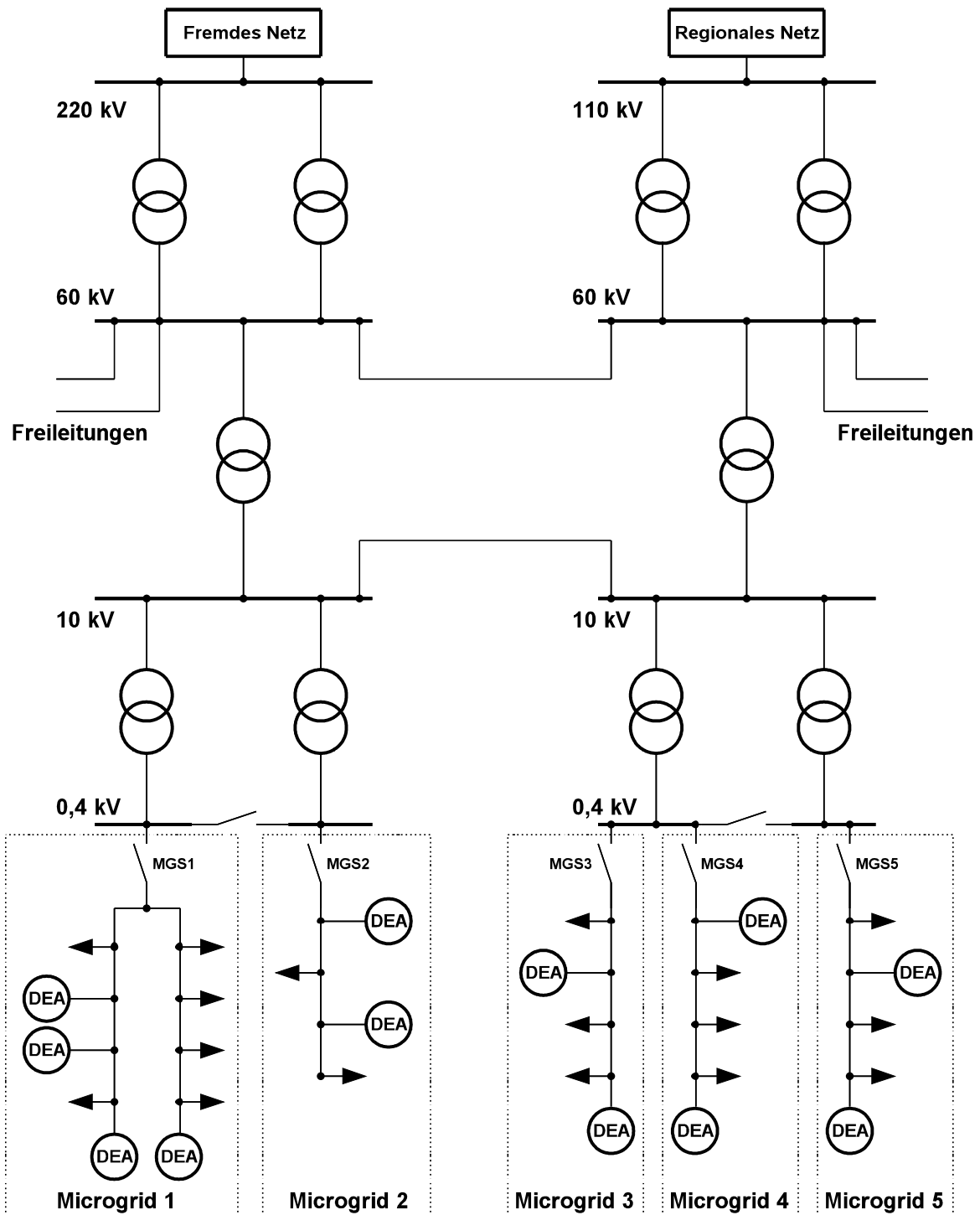


Bild 5.3: Beispiel für eine radiale Netzstruktur mit mehreren Microgrids

5.2 Szenarien zum schutztechnischen Verhalten beim Betrieb von Microgrids

Da der Betrieb von Microgrids gewisse Änderungen im Netz erfordert, ist das schutztechnische Verhalten zunächst durch verschiedene Szenarien zu definieren. Dabei

ist von den zwei Netzzuständen auszugehen: Netzparallelbetrieb und Inselnetzbetrieb.

5.2.1 Netzparallelbetrieb mit Microgrids bei äußeren Fehlern

Das Bild 5.4 zeigt das Szenario, bei welchem die Microgrids ans Netz angeschlossen sind und im Netzparallelbetrieb synchron mitlaufen. Die MGS1 bis MGS3 sind die Trennstellen, die das Microgrid vom Hauptnetz trennen.

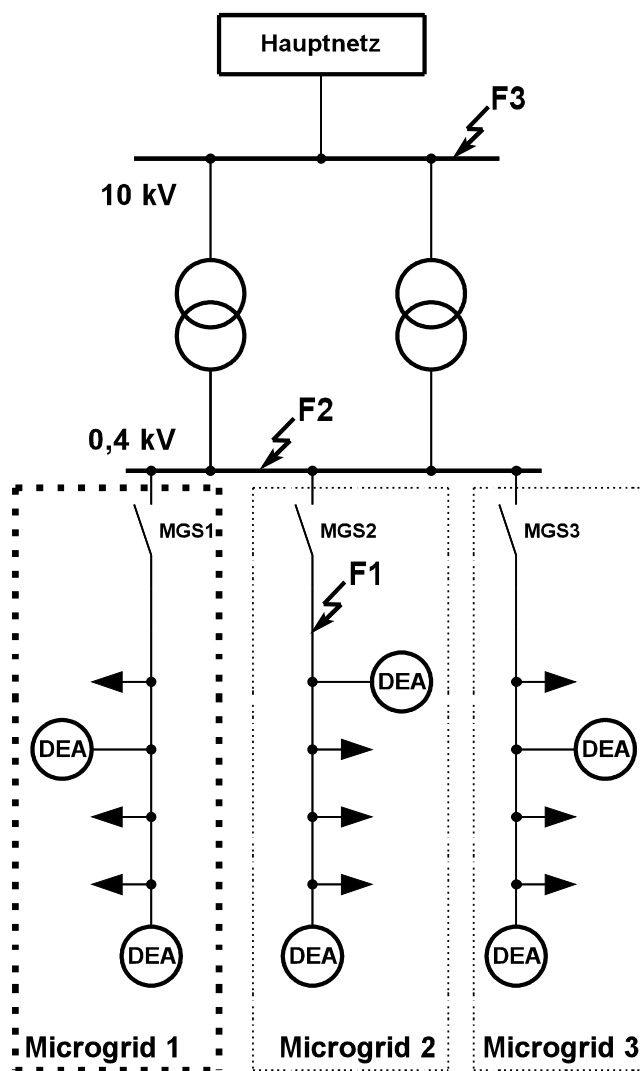


Bild 5.4: Netzparallelbetrieb mit Microgrids bei äußeren Fehlern

Betrachtet wird das Microgrid 1, wobei das schutztechnische Verhalten für alle anderen Microgrids gültig sein soll.

Im Bezug auf Microgrid 1 (Bild 5.4) sind folgende äußere Fehler möglich:

- F1 (Fehler im benachbarten Netzausläufer / Microgrid)

- F2 (Microgrids naher Fehler)
- F3 (Microgrids ferner Fehler)

Beim äußeren Fehler F1 soll nur das vorgeordnete Relais des Microgrids 2 ansprechen und den Fehler durch das Öffnen von MGS2 isolieren. Dabei kann das Microgrid 1 zur Fehlerstelle F1 ebenso mit einem Kurzschlussstrom beitragen, der unter Umständen (sympathetic tripping) die Ansprechbedingung des Relais des Schalters MGS1 erreichen kann. Da das Auslösen der beiden Relais die Selektivität verletzt, ist das Relais im Microgrid 1 so auszulegen, dass beim Fehler F1 keine Auslösung stattfindet. Der wichtige Aspekt dabei ist, dass das Hauptnetz nicht ausfällt und der Netzparallelbetrieb der nicht fehlerbehafteten Microgrids weiterhin ungestört erfolgen kann. Diese Fehlersituation stellt eine besondere Herausforderung dar, weil die Kurzschlussverhältnisse bei den Fehlern F1 und F2 nahezu gleich sind und ein selektives Schutzverhalten damit ziemlich erschwert wird.

Bei äußeren Fehlern F2 und F3 muss man berücksichtigen, dass je nach der Konfiguration der Strecke zwischen den 0,4- und 10-kV Verteilungen (ein Strang oder zwei parallele Stränge) ein Ausfall des Hauptnetzes möglich ist.

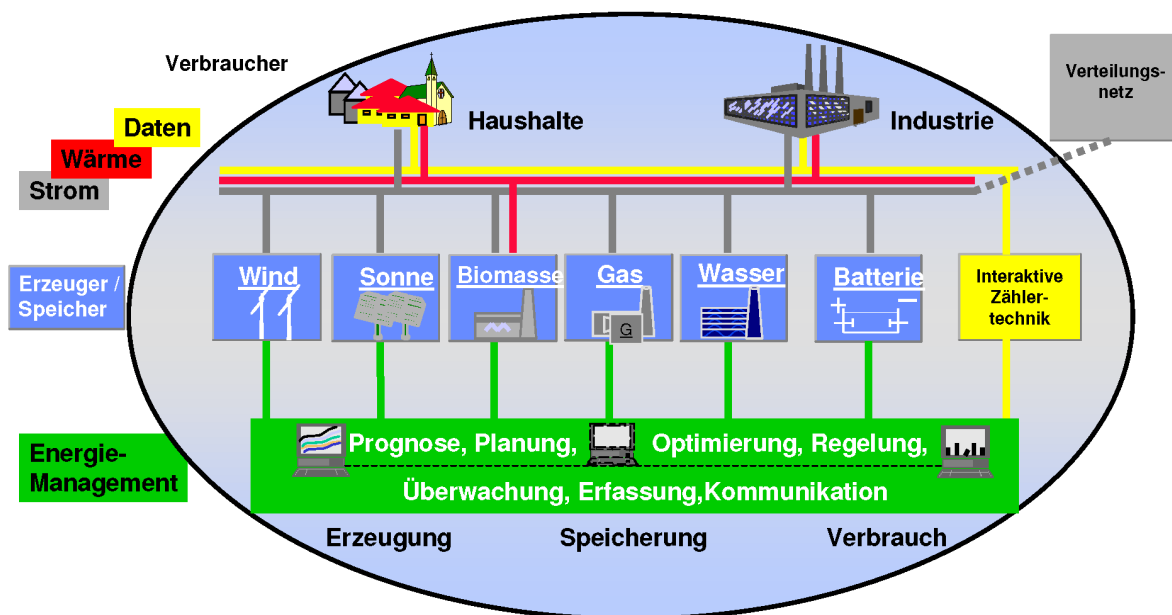


Bild 5.5: Dezentrales Energiemanagementsystem, Quelle [BEM07]

Der äußere Fehler F2 (Microgrids naher Fehler) wird durch eine relativ kleine Kurzschlussimpedanz (größere Kurzschlussströme sind zu erwarten) und der äußere Fehler F3 (Microgrids ferner Fehler) durch eine relativ große Kurzschlussimpedanz (kleinere Kurzschlussströme sind zu erwarten) zwischen den Microgrids Quellen und der Fehlerstelle charakterisiert. Im Falle, wenn der Kurzschluss auf der Verteilung

0,4 kV erfolgt und das die einzige Verteilung ist, ist kein Leistungsaustausch zwischen den benachbarten Microgrids beim ausgefallenen Hauptnetz möglich. Das gewünschte schutztechnische Verhalten beim äußeren Fehler F2 und F3 ist, beim Ausfall des Hauptnetzes in den „gewünschten“ Inselnetzbetrieb überzugehen. Hierbei wird vorgeschlagen, das dezentrale Energiemanagementsystem – DEMS (Bild 5.5) mit dem intelligenten Regelungsverfahren SELFSYNC® ([ENS05], [ENA05], [VAN06]) zu kombinieren. Dieses „kombinierte DEMS“ kann eingreifen, um den stabilen und kontrollierten Inselnetzbetrieb ermöglichen zu können.

5.2.2 Netzparallelbetrieb mit Microgrids bei inneren Fehlern

Das Bild 5.6 zeigt das Szenario, bei welchem die Microgrids ans Netz angeschlossen sind und im Netzparallelbetrieb synchron mitlaufen. Die inneren Fehler werden innerhalb eines Microgrids unterstellt.

Beim inneren Fehler F1 ist das vorgeordnete Relais (Schalter MGS1) in Schnellzeit auszulösen. Da bei diesen Fehlern im oberen Bereich des Microgrids fast das ganze Teilnetz im Inselnetzbetrieb weiter arbeiten könnte, ist die Fehlerstelle F1 durch geeignete Schaltmaßnahmen (Schutzmaßnahmen) zu isolieren.

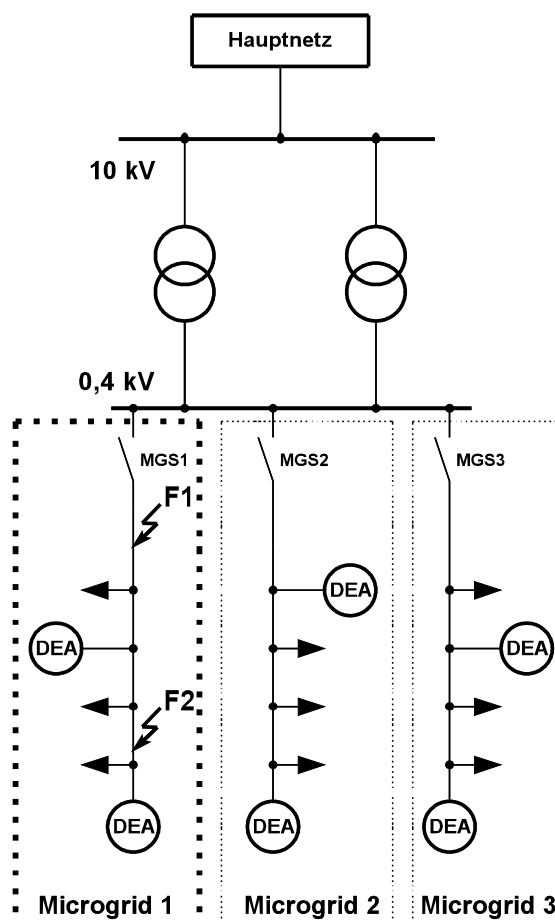


Bild 5.6: Netzparallelbetrieb mit Microgrids bei inneren Fehlern

Das vorgeordnete Relais hat sowohl beim inneren Fehler F2 im mittleren und unteren Bereich des Microgrids sowie beim inneren Fehler F1 die Aufgabe, das Hauptnetz in Schnellzeit vom Fehler zu isolieren. Dabei hat das kombinierte DEMS zu entscheiden, ob der Leistungsbetrieb in einem Inselnetzbetrieb möglich ist, oder sind die DEA im betroffenen Teilnetz aus Schutzgründen abzuschalten, bis die Störung behoben ist.

5.2.3 Inselnetzbetrieb von Microgrids bei inneren Fehlern

Wird ein Microgrid im Inselnetzbetrieb betrieben, ist die Schutztechnik ebenso an die sich geänderten Netzverhältnisse anzupassen. Bei einem Fehler im Microgrid ist die Fehlerstelle durch das selektive Schutzverhalten zu isolieren.

5.3 Theoretische Konzeptualisierung neuer Schutzfunktionalitäten für Netze mit Microgrids

Um den Anforderungen des Netzschutzes bezüglich Sicherheit, Schnelligkeit und der Selektivität in den „ausgleichenden“ Verteilungsnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugungsanlagen, die in Microgrids zusammengefasst sind, gerecht zu werden, sind zunächst die neuen Schutzfunktionalitäten zu konzeptualisieren. Diese neuen Schutzfunktionalitäten dienen als Grundlage für die Entwicklung und Umsetzung des adaptiven Netzschutzes (Kapitel 5.4).

5.3.1 Neue Netzschutzfunktionalitäten bei den Microgrids fernen Fehlern und einfachen Radialstrecken

Bei den Microgrids fernen Fehlern sind aus dem zu schützenden Netz einzelne Teilschutzstrecke hervorzuheben, die Abschnitte bzw. Strecken mit DEA und komplett ohne DEA aufweisen. Für jede solche Teilschutzstrecke sind Vorgehensweisen (Punkte 5.3.1.1 – 5.3.1.2) anzuwenden.

5.3.1.1 Teilschutzstrecke: keine DEA zwischen den MS / NS-Stationen

Betrachtet wird das Teilnetz im Bild 5.7, das aus einem Mittelspannungs- und Niederspannungsteilnetz besteht. Niederspannungsseitig sind zwei oder mehrere Microgrids über zentrale MGS angeschlossen. Mittelspannungsseitig ist ein oder mehrere

Microgrids angeschlossen. Zwischen den 10-kV- und 0,4-kV-Schaltanlagen besteht eine radiale Strecke, die mit Digitalrelais R1 bis R4 geschützt ist.

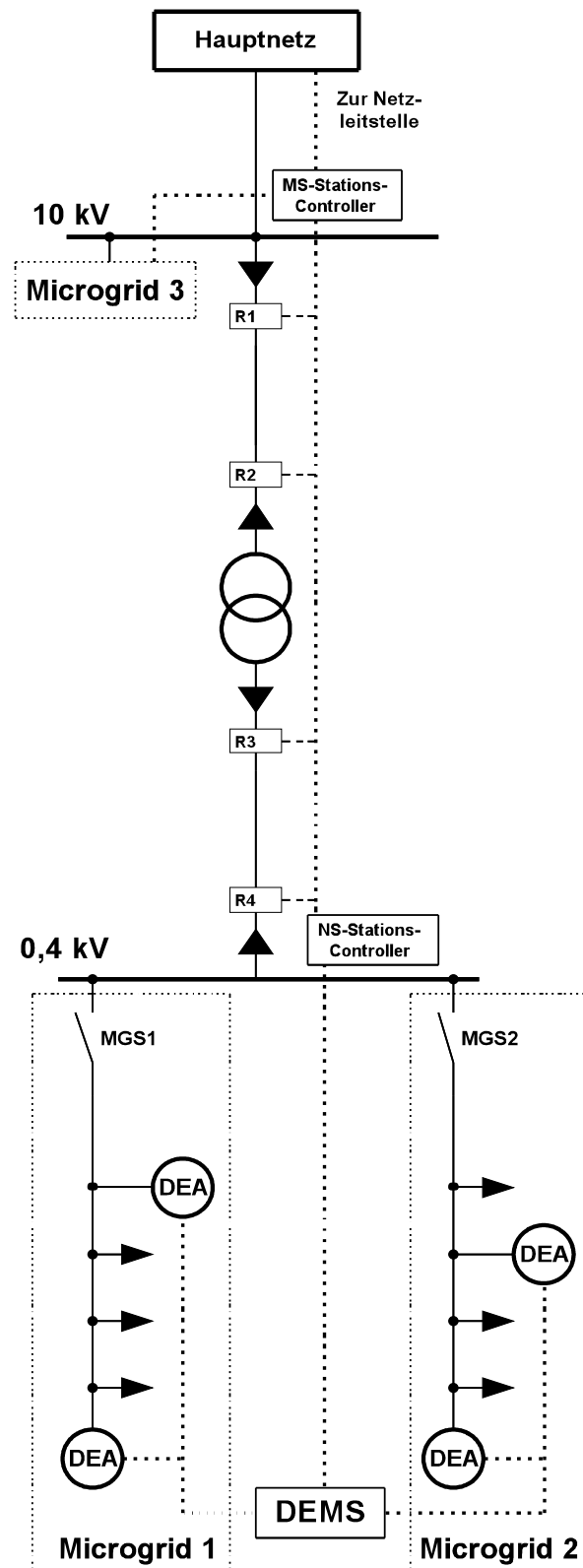


Bild 5.7: Leitsystem für den adaptiven Netzschutz bei äußeren Fehlern zwischen den Digitalrelais R1 – R4 in Netzen mit Microgrids

Das dezentrale Energiemanagementsystem ist in das Leitsystem des Netzes integriert. Die bi-direktionale Kommunikation erfolgt über MS- und NS-Stationscontroller, in welche u.a. das adaptive Netzschutzkonzept gemäß (Kapitel 5.4 und Bild 5.12) integriert ist. Außerdem besteht auch eine Kommunikationsverbindung mit der Netzleitstelle, welche u.a. dazu dient, die Daten des aktuellen Netzzustandes zum Zwecke der Schutzadaptation zu liefern (für Berechnung maximaler und minimaler Kurzschlussströme des Hauptnetzes), sowie zur Übertragung der Zustandsmeldungen des betrachteten Teilnetzes.

MS-Stations-Controller

Die ersten mikroprozessorgestützten Schaltfehlerschutz-Systeme wurden seit den 1980er Jahren eingeführt. Zurzeit sind auf dem Markt interoperable Systeme für die Unterstationssteuerung und -verriegelung verfügbar. Der Informationsaustausch zwischen den MS-Stations-Controllern, Feldleit- und Schutzgeräten kann direkt mit dem GOOSE-Nachrichtendienst gemäß IEC 61850 erfolgen. Gleichzeitig wurde neben der Entwicklung von digitalen Verriegelungssystemen ein Engineering mit Software-Tools ermöglicht. Die entsprechende Konfiguration der GOOSE-Telegramme kann für den Austausch der Verriegelungsinformationen benutzt werden [WAC07].

Der MS-Stations-Controller ermöglicht u.a. den Datenaustausch mit der Netzleitstelle und kann für die Kommunikation mit den nachgeschalteten Steuerungssystemen wie z.B. NS-Stations-Controller verwendet werden.

NS-Stations-Controller

Der NS-Stations-Controller ist eine intelligente Rechenmaschine mit einer geeigneten Anzahl der binären Ein- und Ausgänge. In den Kern dieser Rechenmaschine wird das Konzept des adaptiven Netzschutzes gemäß Bild 5.12 integriert. Die Netzstruktur, also der zu schützende Netzabschnitt und alle Quellen, die zum Kurzschlussstrom beitragen können, sind mit ihren komplexen Ersatzgrößen einzugeben. Die Berechnung der maximalen und minimalen Kurzschlussströme für die Anpassung der Schutzeinstellungen ist vereinfacht gemäß den Leitsätzen aus [VDE02] zu implementieren.

Digitalrelais

Da in diesem Teilnetz sowohl mit bi-direktionalen Leistungsflüssen als auch umkehrenden Kurzschlussströmen zu rechnen ist, sind die Digitalrelais für die Gewährleistung der Selektivität mit Funktion der Richtungserkennung auszustatten. Über die binären Eingänge erhält jedes angeschlossene Digitalrelais regelmäßig die Vorgaben

vom NS-Stations-Controller, welche zur Anpassung der Einstellparameter (z.B. die Umschaltung der Parametersätze) dienen. Ist kein Digitalrelais vorhanden, kann der NS-Stations-Controller per Befehl über den Arbeitsstrom- oder Unterspannungsauslöser die Auslösung des Schaltgerätes hervorrufen.

Einstellung des Schutzes im Digitalrelais

Beim Anschluss von Microgrids gemäß Bild 5.7, ergibt sich eine DEA-freie Strecke zwischen den 10-kV und 0,4-kV Sammelschienen, die ausschließlich zum Stromaustausch zwischen dem Hauptnetz und den Microgrids dient. Speziell für diese Strecke kann das konventionelle AMZ/UMZ-Schutzkonzept mit Funktion der Richtungserkennung verwendet werden. Bei jedem Kurzschluss auf dieser Strecke fließen zum Kurzschlussort zwei Teilkurzschlussströme: aus der MS- und NS-Ebene. Diese Teilkurzschlussströme sind von der „Stärke“ des Hauptnetzes sowie von den Typen und Bemessungsleistungen der DEA in Microgrids abhängig. Da die Strecke eine radiale Struktur aufweist, können hier vergrößerte KS-Ströme aufgrund angeschlossener DEA auftreten (Punkt 3.3.1). Die Relais-Einstellungen $I>$, $I>>$, $I>>>$ können nach der „off-line“ Berechnung dieser Ströme (Modul „Kurzschlussstromberechnung“, Bild 5.12) angepasst werden. Der Vorteil der „off-line“ Anpassung der Relais-Einstellungen besteht u.a. darin, dass im Falle einer Verletzung der Randbedingungen in Form von KS-Strömen, die die Kurzschlussfestigkeit der Netzbetriebsmittel übersteigen, der vom DEMS geplante Betrieb durch das Schutzgerät verboten wird. Damit können die Gefahren der Zerstörung von Betriebsmitteln, die ursprünglich ohne Berücksichtigung von DEA ausgelegt wurden, vermieden werden.

Zum Vorteil dieses Teilschutzkonzeptes bei keinen DEA zwischen den MS- und NS-Stationen gehört auch, dass das klassische Überstromzeitschutzkonzept mit Richtungserkennung beibehalten bleibt (obwohl die Funktion der Richtungserkennung untypisch bei solchen MS-Netzabschnitten sowie in NS-Netzen ist), was zu einer besseren Akzeptanz bei den Netzversorgern führen sollte.

5.3.1.2 Teilschutzstrecke: Angeschlossene Microgrids freie DEA zwischen den MS / NS-Stationen

Bei dieser Situation wird von einer Netzanordnung im Bild 5.8 ausgegangen, wenn zwischen den MS- und NS-Stationen eine oder mehrere DEA zusammengefasst in einem Park (DEA1) über eine Stichleitung an die Übertragungsstrecke angeschlossen werden. Diese DEA gehören keinem Microgrid.

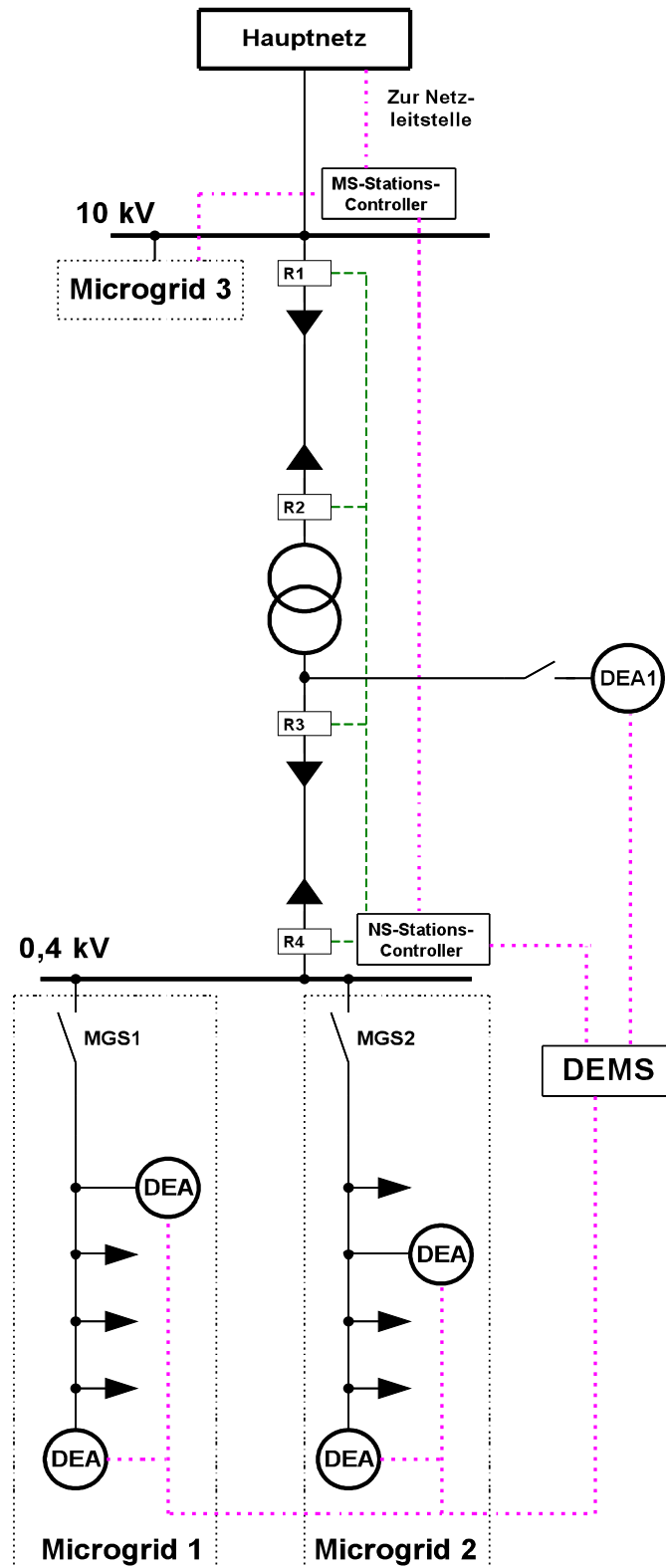


Bild 5.8: Leitsystem für den adaptiven Netzschutz bei äußeren Fehlern zwischen den Digitalrelais R1 – R4 und bei einer DEA in der Übertragungsstrecke zwischen den 10kV- und 0,4kV-Stationen

Bei nur einem DEA-Anschluss können die KS-Stromverhältnisse auf der Übertragungsstrecke einfacher überwacht werden, als wenn mehrere DEA über eigene separate Anschlüsse angeschlossen wären. Dadurch kann die Anpassung der Einstellungen der Schutzgeräte dementsprechend einfacher und genauer erfolgen.

Bei dieser Übertragungsstrecke kann wieder das AMZ/UMZ-Schutzkonzept mit Richtungserkennung verwendet werden, das jedoch noch aufgrund der angeschlossenen DEA mit der „off-line“ Berechnung der KS-Ströme sowie der Anpassung der Schutzeinstellungen kombiniert werden muss.

Dabei ist der Schutzstaffelpfad bei jeder neuen Netzbedingung sowohl für die Richtung von unten nach oben (von der 0,4-kV- zur 10-kV-Schaltanlage) als auch für die Richtung von oben nach unten (von der 10-kV- zur 0,4-kV-Schaltanlage) zusammenzustellen.

5.3.2 Neue Netzschutzfunktionalitäten bei den Microgrids nahen Fehlern, Übergangsstellen und Fehlern innerhalb von Microgrids

Eine der Hauptideen bei dem Microgrids Konzept ist, die als Microgrid bezeichnete Zone so lange „am Leben“ während und nach den Störungen zu halten, wie es möglich ist. Dabei muss bei jedem Microgrid inneren Fehler der minimale betroffene Abschnitt isoliert werden. Da es bei den Microgrids meistens um die kundeneigenen Netze handelt, müssen bei den Fehlerbeherrschungsmaßnahmen keine Nachteile für das übergeordnete ausgleichende Verteilungsnetz entstehen.

Bei der Fehlerbeherrschung innerhalb eines Microgrids ist die Strategie anzustreben, bei welcher die betroffenen Verbraucher im Microgrid so lange mit der Energie versorgt werden könnten, bis der Fehler behoben ist oder so lange, wie der stabile Betrieb vom Microgrid aufrecht erhalten könnte.

Eine weitere Idee ist, wenn das Microgrid im Netzparallelbetrieb betrieben wird, und bei einigen Fehlern, die sich innerhalb von Microgrids ereignen können, die DEA nicht abgeschaltet werden, sondern, wenn das technisch möglich ist, je nach Fehlerort, die DEA weiterhin ins ausgleichende Verteilungsnetz einspeisen oder die Verbraucher in der Nähe (im restlichen, nicht vom Schutz abgeschalteten Microgrid) versorgen zu lassen.

5.3.2.1 Teilschutzbereich: Fehler im elektrisch nahen Bereich der Übergangsstellen zwischen dem Hauptnetz und den Microgrids

Jedes Microgrid bildet eine Zone, die unabhängig vom Hauptnetz ihren Betrieb aufrecht erhalten kann. Sind mehrere Microgrids an einer Sammelschiene angeschlos-

sen, kann beim Wegfall des Hauptnetzes eine „Microgrids Insel“ gebildet werden, bei welcher durch einen Zusammenschluss mehrerer Microgrids die Stabilität dieses dezentralen „Microgrids-Verbundes“ wesentlich erhöht werden kann.

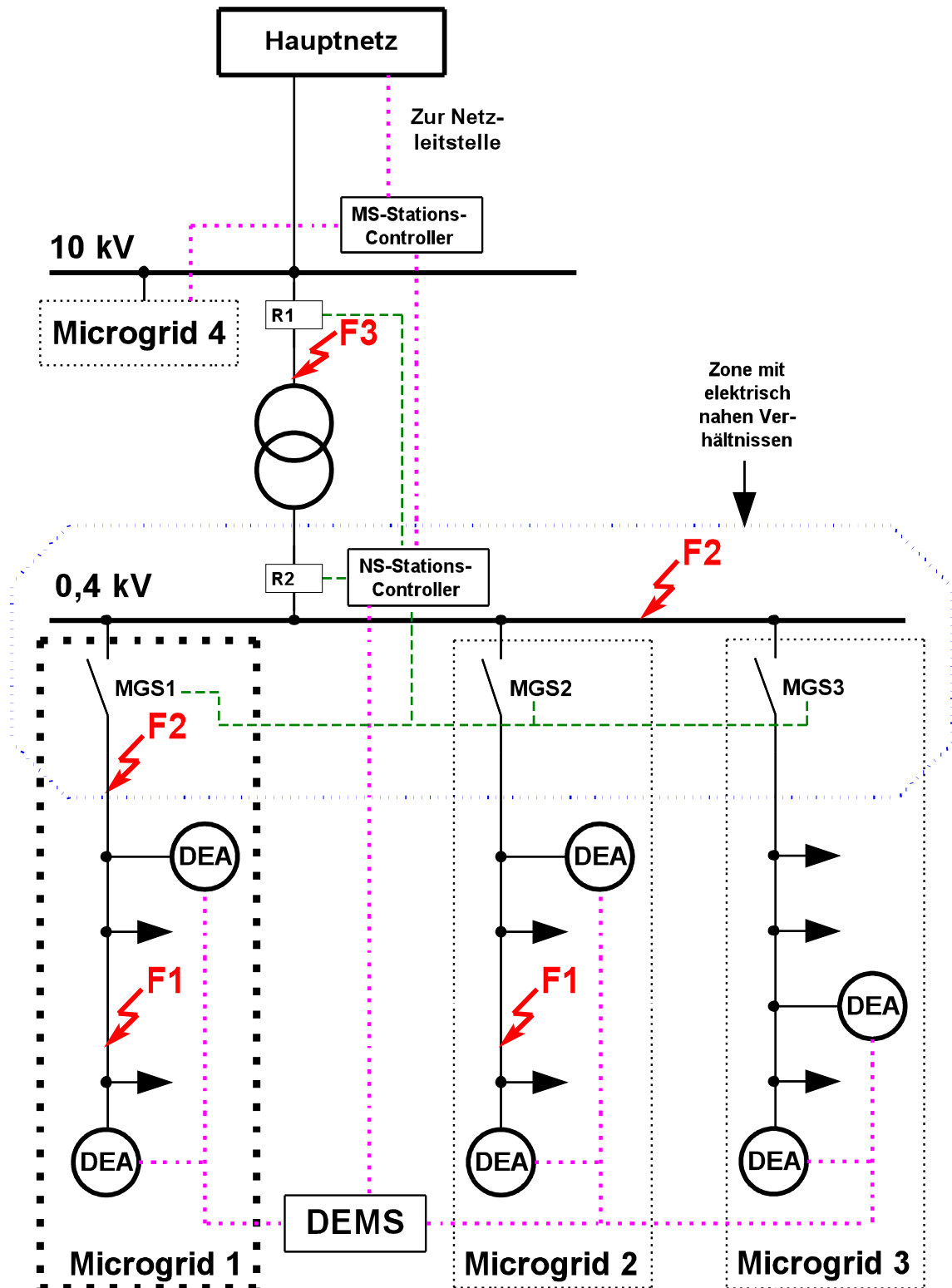


Bild 5.9: Leitsystem für den adaptiven Netzschutz in Netzen mit Übergangsstellen

Die Übergangsstelle (z.B. NS-Schaltanlage/NS-Sammelschiene im Bild 5.9) stellt eine Schnittstelle zwischen dem Hauptnetz (ausgleichendes Verteilungsnetz) und zwischen den inselnetzfähigen Teilnetzen (Microgrids) dar. Die Merkmale dieser Übergangsstelle können folgende sein:

- PCC
- Speziell definierte Netzknoten durch vertragliche Vereinbarungen zwischen dem VNB und dem Kunden oder „Eigentumsgrenzen“ der Kunden

Die Übergangsstelle im MS/NS-Netz im Bild 5.9 ist die 0,4-kV-Schaltanlage. Die Fehler F2, die sich im Bereich dieser Schaltanlage ereignen können, sind vom besonderen Interesse und haben Einfluss auf die Strategie der Netzführung (Bedingungen zum Wechsel vom Netzparallelbetrieb in den Inselnetzbetrieb).

Die Fehler, die sich innerhalb der blau gestrichelten Zone im Bild 5.9 ereignen können, haben quasi die gleichen Kurzschlussverhältnisse, weil die Fehler an den Abgängen (F2 im Microgrid 1) und die Fehler (F2) an der Sammelschiene der 0,4-kV-Schaltanlage im elektrisch nahen Bereich (sehr niederohmig im Bezug auf die Sammelschiene) liegen. Aus diesem Grunde wird der Bereich innerhalb der gestrichelten Zone im Bild 5.9 als „Zone mit elektrisch nahen Verhältnissen“ bezeichnet.

Aufgrund von verschiedenen Funktionsbereichen der Anschlüsse/Teilnetze an dieser Übergangsstelle ergeben sich unterschiedliche Bedingungen für das Verhalten des Netzschutzes, das hier genau definiert werden soll.

Bei einem Microgrid inneren Fehler F2 innerhalb der „Zone mit elektrisch nahen Verhältnissen“ ist durch den Netzschutz ein folgendes Verhalten zu erbringen:

- Das Relais, das auf den MGS1 wirkt, misst einen summarischen KS-Strom (aus dem Hauptnetz und den benachbarten Microgrids) und soll möglichst schnell auslösen, um das Microgrid 1 von der Schaltanlage zu trennen. In dieser Situation kann das Microgrid 1 im Netzparallelbetrieb so lange nicht betrieben werden, bis der Fehler F1 behoben ist.
- Beim Fehler F2 im Microgrid 1 messen die Relais von den benachbarten Microgrids 2 und 3 auch KS-Ströme, die von den DEA in der Richtung „von unten nach oben“ fließen. Da die Microgrids 2 und 3 nicht fehlerbehaftet sind, sollen die Relais, die auf die Schalter MGS2 und MGS3 wirken, nicht auslösen („sympathetic tripping“ Phänomen), weil in diesem Fall nicht erforderlich ist, dass die Inselnetzbildungen der Microgrids 2 und 3 stattfinden.

Bei einem Fehler F2 an der 0,4-kV-Einzelsystem-Sammelschiene (Bild 5.9) ist weder der Energieaustausch zwischen den Microgrids noch zwischen den Microgrids und dem Hauptnetz möglich. Dabei ist durch den Netzschutz ein folgendes Verhalten zu erbringen:

- Das dem Fehler F2 vorgeordnete Relais R2 in der Übertragungsstrecke soll möglichst schnell auslösen, um das Hauptnetz vom Fehler zu trennen.
- Alle zentralen Relais der Microgrids sollen möglichst schnell auslösen (Aus Schaltbefehle an MGS1, MGS2 und MGS3), um den Inselnetzbetrieb zu ermöglichen (drei separate Inselnetze – Microgrids 1, 2 und 3 werden gebildet).

Bei einem übergeordneten Fehler F3, der sich auf der Übertragungsstrecke zwischen dem der NS-Schiene vorgeschalteten Relais R2 und der MS-Schaltanlage ereignet, sollen zwei Relais zum Einsatz kommen, welche das Hauptnetz und die Microgrids auf der NS-Ebene sicher vom Fehlerort isolieren. In diesem Fall ist durch den Netzschutz ein folgendes Verhalten zu erbringen:

- Alle zentralen Relais der Microgrids, die jeweils auf die MGS1-3 wirken (Bild 5.9), sollen nicht auslösen, da das dem Fehler nachgeschaltete Relais R2 in der Übertragungsstrecke die Microgrids vom Fehlerort isoliert. Dabei entsteht ein „Microgrids Verbund“, der sich „selbst“ mit Hilfe z.B. des Regelverfahrens SELFSYNC® oder eines ähnlichen Regelverfahrens regelt.
- Das dem Fehler vorgeschaltete Relais R1 soll in Schnellzeit auslösen. Somit wird wie in üblichen Verteilungsnetzen der fehlerbehaftete Abzweig abgeschaltet und das Hauptnetz vom Fehlerort isoliert.

Bei solchen Fehlern, die sich innerhalb der „Zone mit elektrisch nahen Verhältnissen“ (Bild 5.9) ereignen, wird eine Lösung vorgeschlagen, wenn durch den NS-Stations-Controller die Richtungen der KS-Beiträge bei den Fehlern F2 (Bild 5.10) überwacht werden. Voraussetzung dafür ist die Ausstattung des adaptiven Schutzes mit der echtzeitfähigen Kommunikation, die aufgrund von vernachlässigbaren Entfernungen in dieser Zone mit wenig Aufwand möglich ist.

Die Richtungen aller KS-Strombeiträge von den Microgrids werden miteinander synchron verglichen. Ausgehend vom Ort des Fehlers wird die Entscheidung getroffen und der Auslösebefehl an den entsprechenden Schalter abgegeben. Beim Fehler F2 im Microgrid 1 (Bild 5.10, links) kann sofort erkannt werden, dass es hier um einen Kurzschluss handelt, welcher sich nach dem MGS1 ereignet (Pfeil am MGS1 zeigt

nach unten, die anderen Pfeile zeigen nach oben). In diesem Fall erhält der MGS1 den Auslösebefehl.

Der weitere Vorteil des Echtzeit-Vergleichs der KS-Stromrichtungen in benachbarten Zweigen besteht darin, dass die Relais, die durch das Problem „sympathetic tripping“ beim F2 im Microgrid 1 angeregt bzw. ausgelöst werden könnten, für die ganze Fehlerdauer verriegelt werden.

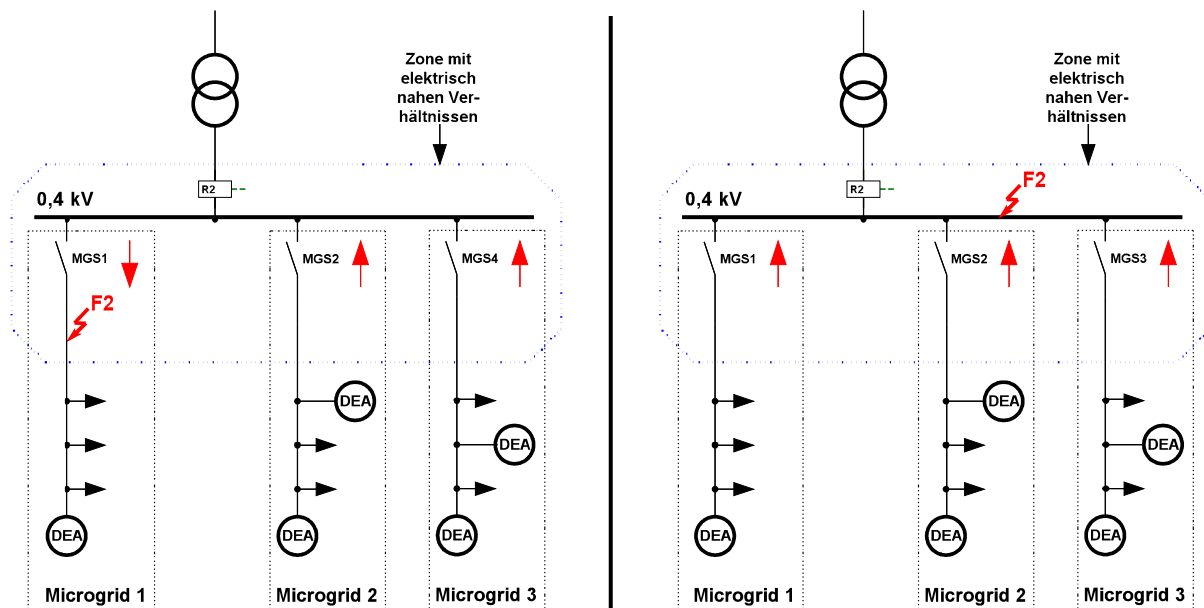


Bild 5.10: Richtungen der Teilkurzschlussströme bei Fehlern im Bereich der Übergangsstellen

Beim Fehler F2 an der 0,4-kV-Schiene (Bild 5.10, rechts) werden alle Relais gleiche KS-Stromrichtungen messen (alle Pfeile zeigen nach oben). Vom adaptiven Schutz sind die Befehle zu generieren, die zur Ausschaltung aller Schalter (MGS1 bis MGS3) führen.

5.3.2.2 Teilschutzbereich: Microgrid nahe und innere Fehler

Gemäß dem Microgrids Konzept soll bei einem Microgrid inneren Fehler nur der möglichst kleine Teil abgeschaltet werden. Da eine angepasste Strom-Zeit-Staffelung in einem Microgrid mit mehreren DEA kompliziert und aufwendig sein kann, ist es nicht gewährleistet, dass die Selektivität immer zu 100% eingehalten werden kann.

Statt dessen bietet sich das Konzept des adaptiven Differentialschutzes an. Dabei ist das fehlerbehaftete Netzbetriebsmittel (z.B. Leitung) im Microgrid von den beiden Seiten abzuschalten, um der Forderung nach der Abschaltung des möglichst kleinen Netzabschnittes gerecht zu werden.

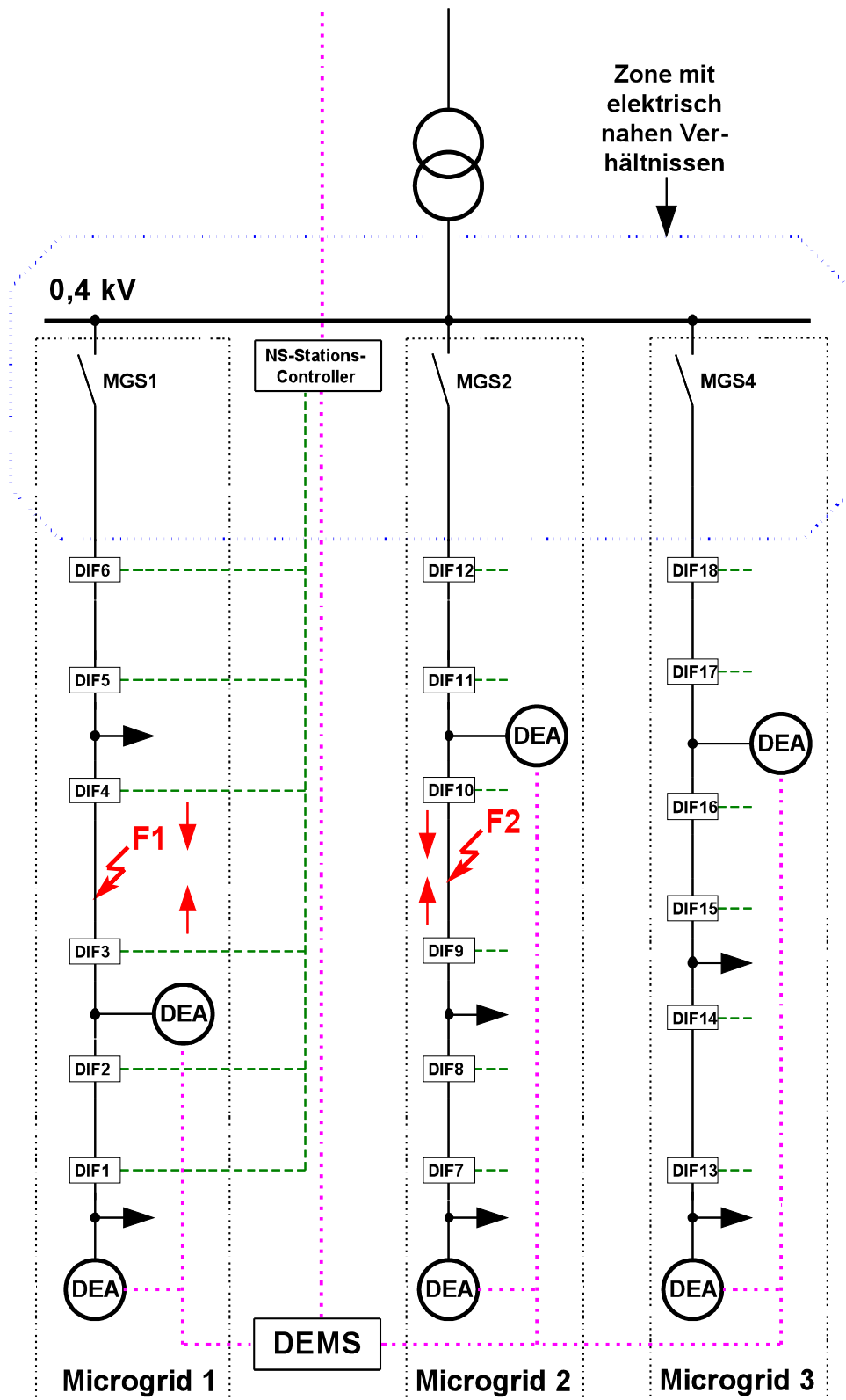


Bild 5.11: Leitsystem für den adaptiven Netzschutz bei Microgrid inneren Fehlern

Konventioneller Differentialschutz wird in allen Spannungsebenen für den Schutz der Generatoren, Transformatoren, Leitungen, Sammelschienen eingesetzt ([DOE07], [ZIE08]). Da diese Schutzart für den Schutz teurer und großer Betriebsmittel (z.B.

Maschinentransformatoren) verwendet wird, ist die Anwendung des Differentialschutzes in NS-Netzen unüblich.

Das Bild 5.11 verdeutlicht das Konzept des adaptiven Differentialschutzes. Bei einem Fehler F1 fühlen die Relais DIF3 und DIF4 einen sprunghaften Stromanstieg sowie eine Spannungsabsenkung (Spannungswandler vorausgesetzt), die sich von den Parametern des Normalbetriebes unterscheiden. Die Höhe der zu erwartenden Kurzschlussströme wird vom NS-Stations-Controller aufgrund der Angaben vom DEMS im Voraus berechnet und an die Relais über geeignete Schnittstellen übermittelt.

Die beiden Relais DIF3 und DIF4 lösen beim F1 aus und isolieren somit das fehlerbehaftete Betriebsmittel (Bild 5.11). Das Microgrid 1 zerfällt somit in 2 kleinere Sub-Microgrids. Dabei bleibt das obere Sub-Microgrid am starren Netz hängen und die restlichen Verbraucher zwischen dem MGS1 und DIF4 können weiterhin versorgt werden. Das untere Sub-Microgrid geht in den Inselbetrieb über und regelt sich „selbst“ mit Hilfe des Regelungsverfahrens SELFSYNC[®] oder eines ähnlichen Regelverfahrens.

Bei einem Fehler F2, der sich zwischen den Relais DIF 9 und DIF10 im Microgrids 2 ereignet, zerfällt das Microgrid in zwei kleinere Sub-Microgrids ebenso. Dabei bleibt im oberen Sub-Microgrid eine DEA, die den Strom weiterhin ins übergeordnete Netz einspeisen kann.

5.4 Entwicklung und Umsetzung des adaptiven Netzschutzkonzepts

Zur Umsetzung der im Kapitel 5.3 vorgeschlagenen neuen Funktionalitäten wurde ein Konzept der koordinierten Adaptation der (Überstromzeit-) Schutzeinstellungen standardisierter und benutzerdefinierter Auslösekennlinien der Netzschutztechnik entwickelt.

Zur Umsetzung des vorgeschlagenen Konzepts sollen programmierbare NS-Stations-Controller (Punkt 5.3.1.1) verwendet werden. Bei solchem Controller soll eine Kommunikation mit den so genannten Subnetzmanagement-Agenten bestehen, die ihm u.a. regelmäßig, aber nicht notwendigerweise in Echtzeit, Daten von den DEA übermitteln. Das implementierte Schutzkonzept muss adaptiv sein und die Schutzeinstellungen entsprechend der jeweils aktuellen Situation bezüglich der Verfügbarkeit und der Kurzschlussleistung des Netzes und der DEA anpassen. Dazu ist eine Datenbasis notwendig, die auch Informationen der Netztopologie und -betriebs-

mittel enthalten muss. Außerdem ist eine Kurzschlussstromberechnung in die Controller-Logik zu integrieren.

Die auf diese Weise ermittelten Schutzeinstellungen für jede neue Betriebssituation werden über die Kommunikationswege den Digitalrelais, die unmittelbar für den jeweiligen Schutzbereich verantwortlich sind, weitergeleitet.

Darüber hinaus ist eine ständige Kommunikation mit den weiteren „Stützpunkt“-Stations-Controllern vorgesehen. Unter „Stützpunkt“-Stations-Controllern werden hier verteilte kommunikationsfähige digitale MS- und NS-Stations-Controller verstanden, die gemeinsam ein leittechnisches System bilden [VMS03], [ENG04].

5.4.1 Allgemeine Anforderungen zum Konzept

Um einen selektiven Schutz in „ausgleichenden“ Verteilungsnetzen mit einem hohen Anteil von DEA, die in Microgrids zusammengefasst sind, zu ermöglichen, wurden folgende zusätzliche Funktionen und Eigenschaften formuliert, die in einem universalen NS-Stations-Controller für Datenerfassung, -verarbeitung und automatisierte Entscheidungsfindung kombiniert werden müssen [SHU06]:

Technische Anforderungen:

- Verwendung von digitalen, programmierbaren Controllern
- Universalität und Multifunktionalität
- Wirtschaftlichkeit
- Möglichkeit zum Datenaustausch über IEC 61850

Anforderungen an die zusätzlichen Schutzfunktionen:

- Die Richtungsbestimmung für den KS-Strom ist notwendig
- Jedes Digitalrelais muss über die Möglichkeiten für Nutzung von verschiedenen Auslösekennlinien verfügen, die frei einstellbar und parametrierbar sind
- Jedes Digitalrelais muss über die Möglichkeiten für Nutzung von benutzerdefinierten Auslösekennlinien verfügen, die ebenfalls frei einstellbar und parametrierbar sind

Ausreichende Rechenleistung für eine dezentrale Betriebszustandserfassung:

- Bei jeder neuen Netzkonfiguration und jedem neuen Netzbetrieb (mit hohem Anteil DEA) für jeden zu schützenden Netzabschnitt müssen off-line die Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt werden
- Nach jeder Kurzschlussstromberechnung muss die Selektivitätsüberprüfung durchgeführt werden
- Bei Verletzung der Selektivitätsbedingungen ist es notwendig, die automatisierte Adaptation der Auslösekennlinien des Schutzes so durchzuführen, dass die Selektivität wieder eingehalten wird

Anforderungen an die operative Adaptation:

Um adäquat und möglichst unverzögert auf jede Änderung der Netzbedingung zu reagieren, muss eine entsprechende Adaptation stattfinden. Diese Adaptation kann als *operative Adaptation* bezeichnet werden.

- Um operativ auf die sich ändernden Netzbedingungen zu reagieren, muss die operative Adaptation ständig im Loop-Modus erfolgen (zyklisch)
- Um die Information über diese sich ändernden Netzbedingungen zu erhalten und für die operative Adaptation zu verwenden, ist es notwendig, die intelligenten Controller mit den Einrichtungen für Steuerung des Netzbetriebs zu verbinden (z.B. dezentrale Energiemanagementsysteme), die Informationen über den laufenden und geplanten zukünftigen Netzbetrieb sowie Tagesprofile des DEA-Einsatzes enthalten
- Für Verbindung von intelligenten Controllern mit den Einrichtungen für Netzbetriebsteuerung und Informationsübertragung, muss man Kommunikationssysteme verwenden, die in der Lage sein müssen, die Informationen sowohl auf kurze als auch auf lange Entfernungen übertragen zu können
- Diese Kommunikationssysteme müssen u.a. in der Lage sein, sowohl über das Primärnetz-Energienetz (z.B. durch Signalmodulation in die Übertragungsleitungen) als auch über das Sekundärnetz (z.B. Signalübertragungsleitungen) zu kommunizieren
- Da die Signalübertragung mit den Zeitverzögerungen verbunden ist (Nicht-Echtzeitbetrieb), muss die operative Adaptation dies berücksichtigen, um die

Kompatibilität mit der Erfassung des Netzbetriebs, die in Echtzeit erfolgt, zu gewährleisten

Anforderungen an das dezentrale Energiemanagementsystem als Datenlieferant für die Analyse der geänderten Netzbedingungen:

Dezentrale Energiemanagementsysteme sind ein unentbehrlicher Teil in Netzen mit einem hohen Anteil DEA, da sie u.a. für einen optimierten Netzbetrieb verantwortlich sind. DEMS soll aufgrund von kurzfristigen Wetterprognosedaten (wichtig für den DEA-Einsatz) und 24 h Lastprofilen sowie für den aktuellen Systemzustand einen wirtschaftlich optimierten Netzbetrieb für die nächsten 24 h berechnen.

Jedes inselnetzfähige Teilnetz enthält neben dem DEMS eine implementierte Datenbank, die als Schnittstelle zwischen den Komponenten (z.B. Generatoren) und dem DEMS dient. Um den Datenaustausch zwischen den einzelnen DEMS und ihren zugehörigen Datenbanken zu ermöglichen, ist eine kommunikationstechnische Struktur aufzubauen. Die Umsetzung der Kommunikation ist über Power-Line-Kommunikation und über TCP/IP-Protokoll möglich [ENG04].

Die Verbindung zwischen dem DEMS und dem intelligenten Stations-Controller ist für die Lösung von folgenden Aufgaben notwendig:

- Abfrage der Datenbanken von DEMS, die über die Informationen verfügen, wann und welche DEA im Netz aktiv wird. Aufgrund dieser Daten führt das intelligente Stations-Controller für die aktuelle Netzsituation die Kurzschlussstromberechnungen durch, um die Auslösekennlinien der Relais für den für diesen Zeitabschnitt möglichen Kurzschlussstrom anzupassen
- Jede Datenbank (DB) beinhaltet Tabellen, in denen die Information über den Zustand (EIN/AUS, Sk/Ik, R/X) von DEA (z.B. Photovoltaik-, Windkraftanlagen, Dieselgeneratoren usw.) abgespeichert wird
- Jede Tabelle der DB wird dynamisch durch EMS um die Wetterprognosedaten sowie die Profilen des DEA-Einsatzes erneuert

Anforderungen an die Kommunikationssysteme bzw. -technik:

- Für Datenübertragung müssen bereits bestehende Infrastruktur und Übertragungsmedien (z.B. Ethernet oder die Energieleitung des Verteilungsnetzes als Datentransporter (Distribution Line Carrier – DLC)) verwendet werden

- Bei Datenübertragung über das Primärnetz, z.B. DLC, muss der Geräuschpegel vernachlässigbar sein und das bestimmte Niveau nicht überschreiten, um keinen Einfluss auf das zu übertragende Stromsignal auszuüben
- Für den Kommunikationskanalaufbau sollen standardisierte Protokolle (z.B. IEC 61850) verwendet werden

Anforderungen an den „zentralen“ Microgrids-Schalter:

- Leistungsschalter-Fähigkeit (Ausreichendes Kurzschluss-Ausschaltvermögen)
- Schnelligkeit (schneller als 20 ms)
- fernsteuerbar über Arbeitsstrom- oder Unterspannungsauslöser (der Befehl kommt vom intelligenten Controller)
- kostengünstig

Der Microgrids-Schalter muss ein Schalter sein, der das „gewünschte“ Inselnetzfähige Teilnetz (Microgrid) vom Hauptnetz trennt. Zum Beispiel entspricht ein „ABB Tmax T2“ Niederspannungs-Kompaktleistungsschalter diesen Anforderungen. Dieser Schalter ist mit einem Magnetantrieb für ein ferngesteuertes Ein- und Ausschalten im Normalbetrieb (> 100 ms) ausgestattet. Der Arbeitsstromauslöser sorgt für eine schnelle Fernabschaltung < 15 ms [ABB07] (z.B. Ausschaltbefehl vom intelligenten Controller).

5.4.2 Umsetzung des adaptiven Netzschutzkonzepts

Für die Umsetzung des adaptiven Netzschutzkonzepts bei den äußeren und inneren Fehlern (Kapitel 5.2.1 und 5.2.2) in Netzen mit hohem Anteil DEA, die in Microgrids zusammengefasst sind, wurde eine folgende Lösung für die Implementierung in den NS-Stations-Controller vorgeschlagen, die im Diagramm (Bild 5.12) dargestellt ist.

Die Lösung besteht aus zwei Blöcken: aus einem Echtzeit-Block und einem Nicht-echtzeit-Block.

Der Echtzeit-Block analysiert den laufenden Netzzustand (Block „Analyse des aktuellen Netzzustands“), der aus den Daten der gemessenen Netzgrößen ermittelt wird (Block „Erfassung des aktuellen Netzzustands“) und entscheidet aufgrund der aktuell eingestellten Auslösekennlinien der Relais, ob ein abnormer Netzzustand (z.B. Kurzschluss) besteht.

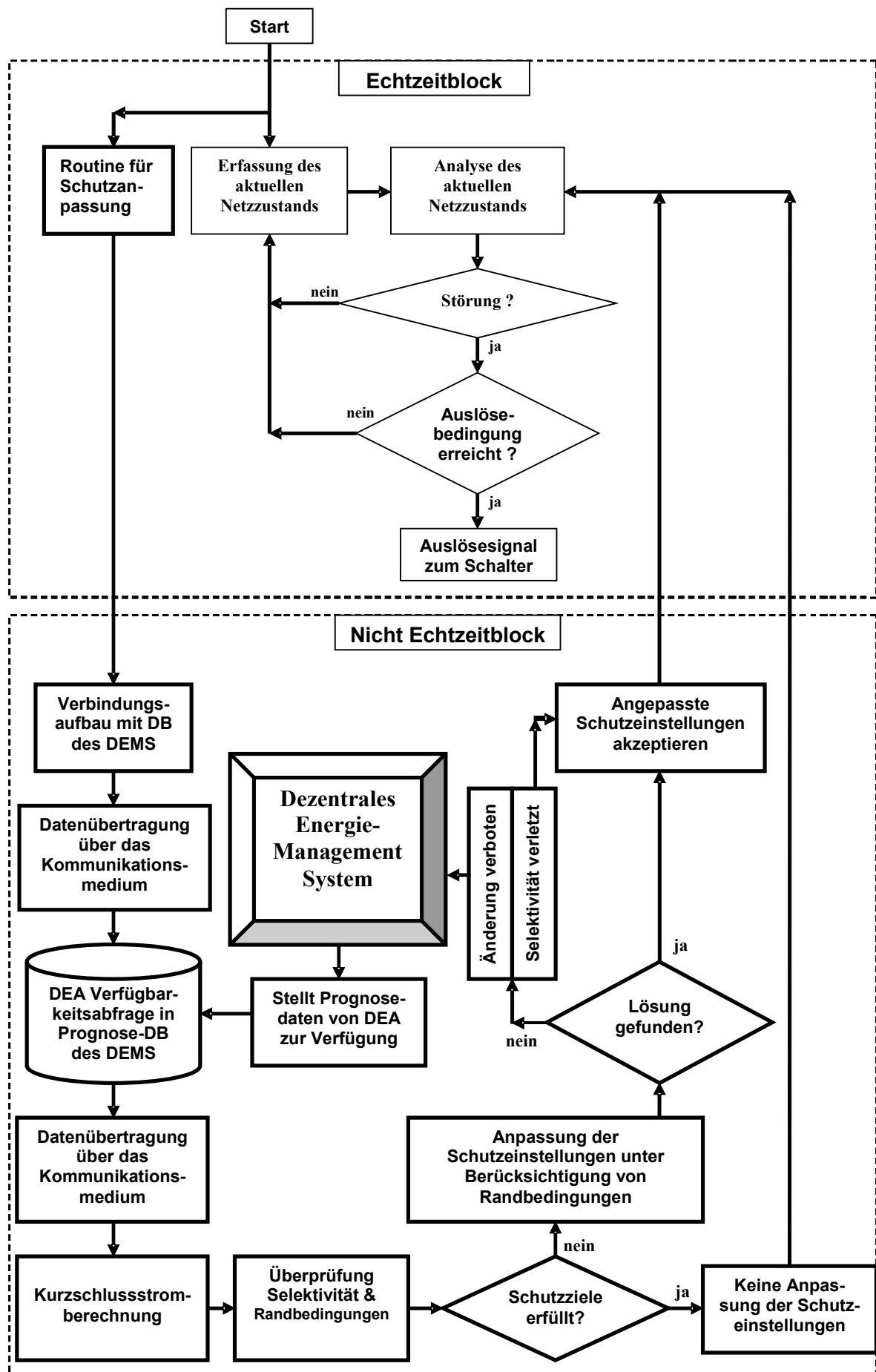


Bild 5.12: Vereinfachtes Flussdiagramm des entwickelten Konzepts des adaptiven Netzschutzes

Im Falle, wenn die Auslösebedingung erfüllt ist, wird ein Signal zum entsprechenden Leistungsschalter generiert, der den betroffenen Stromkreis unterbricht.

Der Nichteichtzeit-Block erhält kontinuierlich die Daten der DEA-Verfügbarkeit (Prognosedaten, Fahrpläne etc.) für jeden Zeitabschnitt durch periodische Abfrage der Datenbanken von DEMS, welche über den aufgebauten Kommunikationskanal dem intelligenten digitalen NS-Stations-Controller zugeführt werden. Dieser Controller kann aufgrund von diesen Daten für jede neue Einspeisesituation und für den aktuellen Zeitabschnitt die KS-Ströme im zu schützenden Netzbereich berechnen und die Funktionstüchtigkeit der eingestellten Auslösekennlinien im Hinblick auf die Einhaltung der Selektivität abschätzen bzw. bei Nichteinhaltung der Selektivität diese anpassen. Die Grenzen für die Anpassung der Auslösekennlinien sind die vordefinierten Randbedingungen (Kapitel 2.2), die nicht verletzt bleiben sollen.

Werden Defizite der Schutzfunktionen festgestellt, werden die Adaptationsfaktoren für Einstellung der Auslösekennlinien berechnet. Eine erfolgreiche Adaptation ist nur dann möglich, wenn die geforderten Schutzanforderungen wieder eingehalten werden und die Randbedingungen unverletzt bleiben. In diesem Fall werden die neuen Einstellungen der Auslösekennlinien durch den adaptiven Netzschutz übernommen. Im Falle, wenn entweder das geforderte Maß an Schutzanforderungen nicht eingehalten oder die Randbedingungen verletzt werden, wird vom Stations-Controller ein Signal generiert, das dem DEMS den prognostizierten Betrieb für den gegebenen Zeitabschnitt verbietet.

Umgekehrt, um die Verfügbarkeit der DEA zu erhöhen und die Verbraucher möglichst länger zu versorgen, besteht die Option, durch gezielte Verletzung der Selektivität, die aber zu keiner Zerstörung der Betriebsmittel während der möglichen Fehler führen soll, den zuvor prognostizierten Betrieb nicht einzuschränken.

Auf dem dargestellten Flussdiagramm (Bild 5.12) kennzeichnen die Figuren, die durch fette Linien hervorgehoben sind, die Module des sich selbst an die geänderten Netzbedingungen anpassenden Netzschutzes. Figuren, die durch dünne Linien hervorgehoben sind, kennzeichnen die Module des konventionellen Netzschutzes.

Für die Untersuchungen des Datenübertragungssystems zwischen dem DEMS und dem NS-Stations-Controller über lange Entfernungen (< 20 km) wurden in dieser Arbeit Freileitungen ausgewählt. Praktische Versuche wurden mit der 10 kV – Mittelspannungsnetznachbildung durchgeführt. Alternativ können für die Datenübertragung TCP/IP basierte Netzwerksysteme verwendet werden.

5.4.2.1 Überprüfung der Randbedingungen auf Nichtverletzung

Nach den durchgeführten Parametrierungen der Schutzgeräte wird eine Prüfung auf die Nichtverletzung der Randbedingungen ausgeführt. Die RB sind im Kapitel 2.2 beschrieben. Die Ergebnisse der Prüfung werden in den dafür vorgesehenen Feldern im Modul in LabVIEW dargestellt.

Transformator Damage-Kurve

Die Prüfung auf Nichtverletzung der Transformator Damage – Kurve durch Auslösekennlinien der IED-Schutzgeräte findet in der Prozedur Bound_Conditions_Test in LabVIEW statt. Als Ergebnisse ermittelt die Prozedur die ΔY_1 und ΔY_2 – Werte. Prüfroutine findet, welcher Spannungsebene das aktuelle Schutzgerät zugeordnet ist und setzt ein entsprechendes Übersetzungsverhältnis ein.

Bleiben die ΔY_1 und ΔY_2 – Werte positiv, bedeutet dies, dass die Transformator Damage – Kurve nicht durch die Auslösekennlinie überkreuzt wird (Bild 5.13).

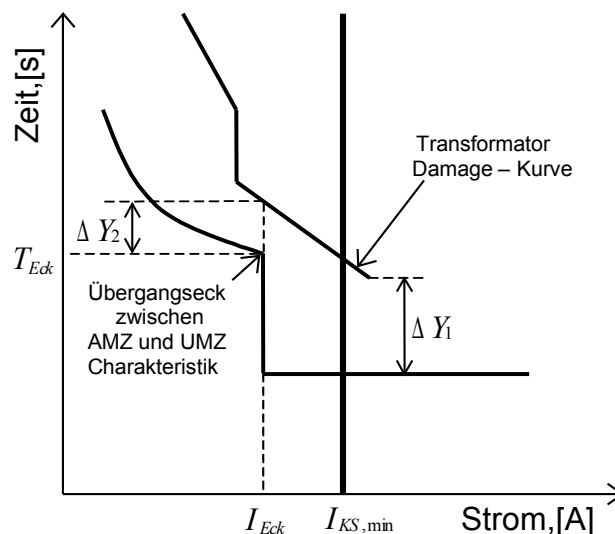


Bild 5.13: Prüfung auf Nichtverletzung der Transformator Damage – Kurve

Nach der Ausführung der Prozedur wird im Fenster „Trafoschutz“ für das ober- bzw. unterspannungsseitige Schutzgerät die Meldung angezeigt, ob die Auslösekennlinien die Transformator Damage – Kurve überschneiden. Die Überschneidung besteht nur in dem Fall, wenn ein oder beide Kriterien ΔY_1 und ΔY_2 negativ werden.

Thermische Kurzschlussbelastbarkeitskurven von Leitungen

Die Prüfung auf Nichtverletzung der thermischen Kurzschlussbelastbarkeitskurven der Leitungen wird durch die Prozedur Bound_Conditions_Test durchgeführt. Als Ergebnis ermittelt die Prozedur die ΔY_{Bdg1} und ΔY_{Bdg2} – Werte (Bild 5.14).

Erste Bedingung: Der oberste Punkt der AMZ – Charakteristik liegt tiefer als die Kurzschlussbelastbarkeitskurve: ΔY_Bdg1 – positiv.

Zweite Bedingung: Der Übergangspunkt zwischen AMZ/UMZ – Charakteristik liegt tiefer als die Kurzschlussbelastbarkeitskurve: ΔY_Bdg2 – positiv.

Die Überschneidung besteht nur in dem Fall, wenn ein oder beide Kriterien ΔY_Bdg1 und ΔY_Bdg2 negativ werden. Zur Berechnung der Kriterien wird die Formel des praktischen Wärmeintegrals verwendet:

$$I_1^2 \cdot t_1 = I_2^2 \cdot t_2 = \dots = I_n^2 \cdot t_n \quad (5.1)$$

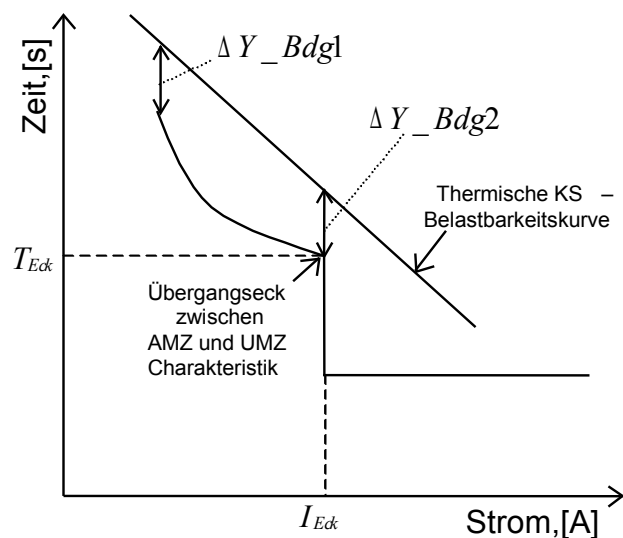


Bild 5.14: Prüfung auf Nichtverletzung der thermischen Kurzschlussbelastbarkeitskurve

Nach der Ausführung der Prozedur wird im Fenster „Randbedingungen“ für das aktuelle Schutzgerät die Meldung angezeigt, ob die Auslösekennlinien die thermischen Kurzschlussbelastbarkeitskurven überschneiden.

5.4.2.2 Systeme zur Echtzeitkommunikation bzw. Implementierung des adaptiven Netzschutzkonzepts

Bei der Implementierung des adaptiven Netzschutzkonzeptes in die Netze der Netzbetreiber kann auf bereits bestehende Kommunikationssysteme und -protokolle zurückgegriffen werden.

Der Einsatz von IEC 61850 (allgemeines Übertragungsprotokoll für die Schutz- und Leittechnik in elektrischen Schaltanlagen der MS- und HS-Technik) erleichtert das Zusammenwirken zwischen den Produkten verschiedener Hersteller.

IEC 61850 ermöglicht eine echtzeitfähige Kommunikation mit GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) Telegrammen. Diese Telegramme werden zyklisch ausgesendet. Im Falle wenn sich am sendenden Gerät der Zustand spontan ändert, werden die Telegramme mit hoher Wiederholrate innerhalb weniger Millisekunden nach dem Zustandswechsel mehrfach übertragen. Damit werden Zustandsänderungen sofort erkannt.

Typischer Anwendungsfall ist die spontane Übertragung von Zustandsänderungen von Schaltgeräten (z.B. Schalterstellung Ein/Aus) oder anderen Zustandsmeldungen in Schaltanlagen, die an alle Netzwerkteilnehmer gesendet werden.

Die GOOSE Telegramme werden im IED-Schutzgerät (Intelligent Electrical Device) meist über „virtuelle Ein- und Ausgänge“ behandelt.

Das Schutzalgorithmus kann über die geeignete Programmiersprache „Continuous Function Chart“ im IED-Schutzgerät realisiert werden. Dabei erfolgt die Zuweisung der Funktionen bzw. Abläufen den Bausteinen, die miteinander logisch verknüpft werden.

Die Kommunikation kann über gängige Schnittstellen (RS 485, Glas-LWL, Kunststoff-LWL) und Protokolle (MODBUS, IEC 870-5-101, IEC 60870-5-103, DNP 3.0) aufgebaut werden.

5.5 Entwickeltes multifunktionales intelligentes Digitalrelais als NS-Stations-Controller

Die Umsetzung des MIDR erfolgt mittels einer modularen Gestaltung der Hardware und Software. Mit dem Modulgedanken wird das Ziel verfolgt, überschaubare Teilsysteme, insbesondere in sich geschlossene Software-Bausteine zu schaffen. Somit ist eine schnelle Erweiterung des Programmsystems durch Entwicklung von neuen Modulen möglich.

Für die technische Implementierung des entwickelten adaptiven Netzschutzkonzepts wurde ein echtzeitfähiges PXI Embedded Controller PXI-8186 mit integrierter graphischer Entwicklungsumgebung LabVIEW für Messdatenverarbeitung, Automatisierung und Steuerung, sowie eine analoge Datenerfassungskarte PXI-6071E und eine digitale Input/Output Karte PXI-6528 von NATIONAL INSTRUMENTS verwendet (Bild 5.15). Die Wahl der Softwareumgebung und Gestaltung der Hardwarearchitektur ordnet sich den Anforderungen an die Rechenleistung und die Echtzeitfähigkeit der Aufgabe.

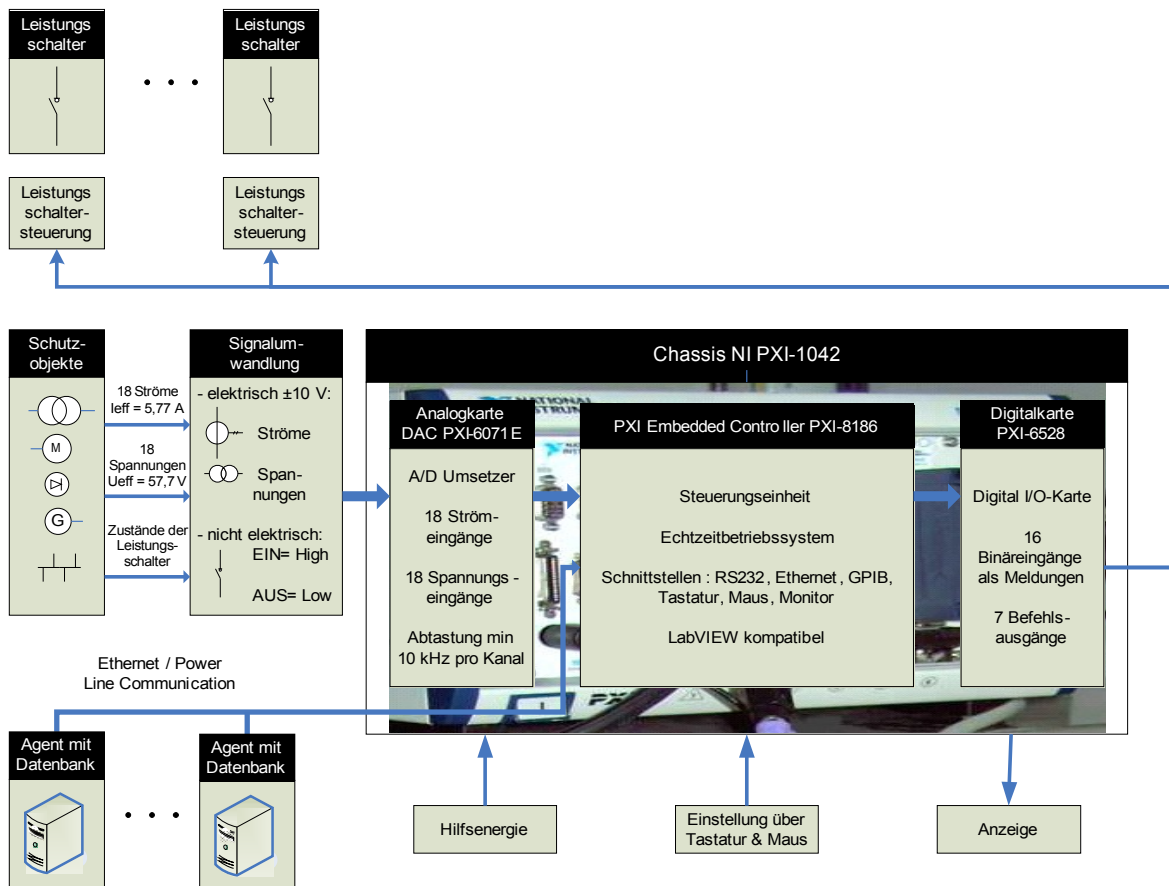


Bild 5.15: Zusammenwirken vom Multifunktionalen Intelligenten Digitalrelais mit anderen Komponenten

Die softwaretechnische Umsetzung des im Flussdiagramm Bild 5.12 vorgestellten Konzepts erfolgte in LabVIEW. In LabVIEW werden sowohl das Benutzerinterface als auch die Programmlogik durch graphische Blöcke erstellt. Dieses System, welches die Hardwarestruktur mit entwickelter Software-Struktur des vorgeschlagenen anpassungsfähigen Netzschutzkonzepts vereinigt, wurde **M**ultifunktionales **I**ntelligentes **D**igitalrelais (MIDR) genannt. Das MIDR wurde in die 10-kV Mittelspannungsnachbildung implementiert, in welche auch die DLC und das DEMS ebenso implementiert wurden (Bild 5.16).

Optimierte modulare elektrische Energieversorgung

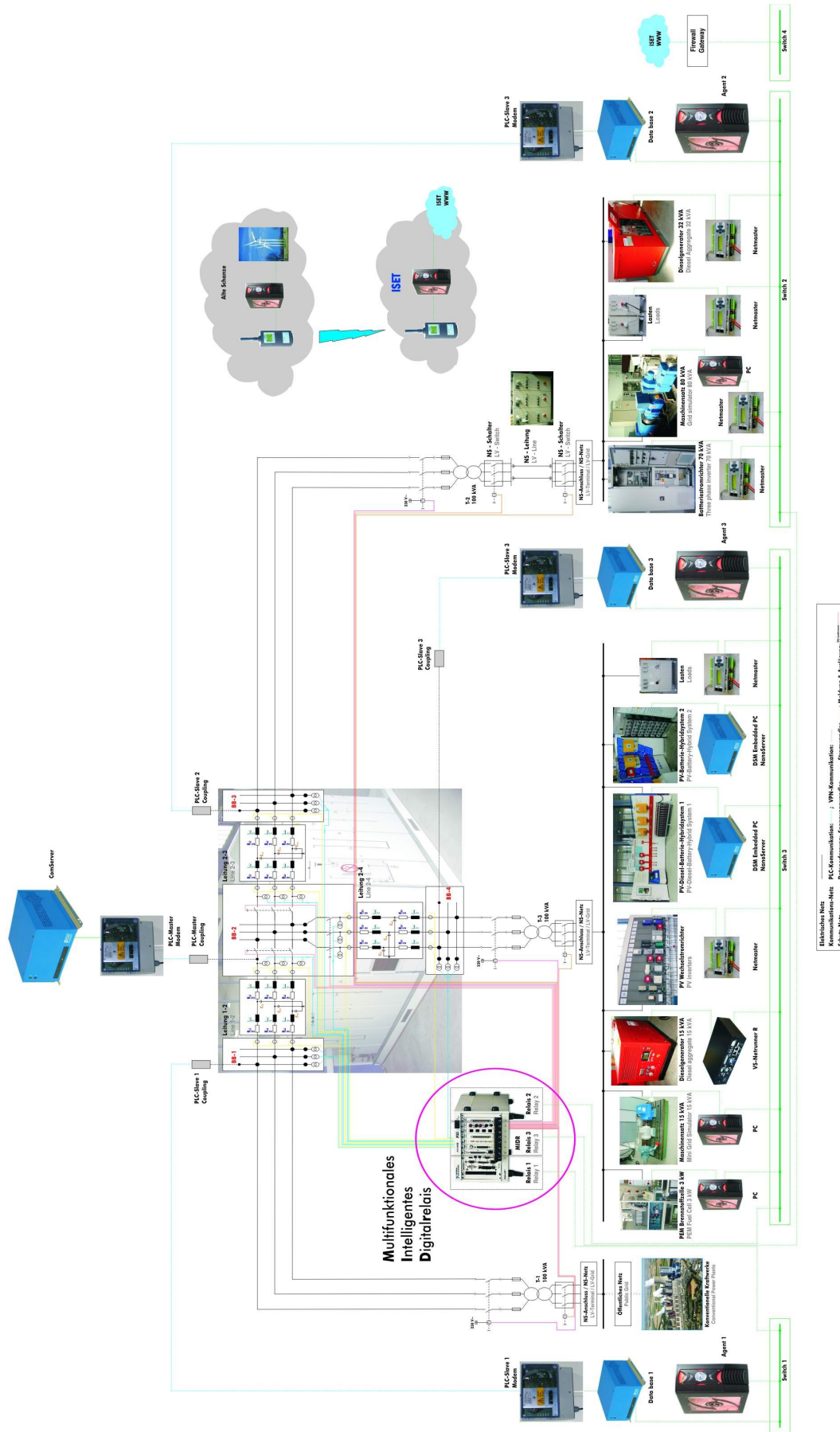


Bild 5.16: 10-kV Mittelspannungsnetz nachbildung mit implementiertem MIDR

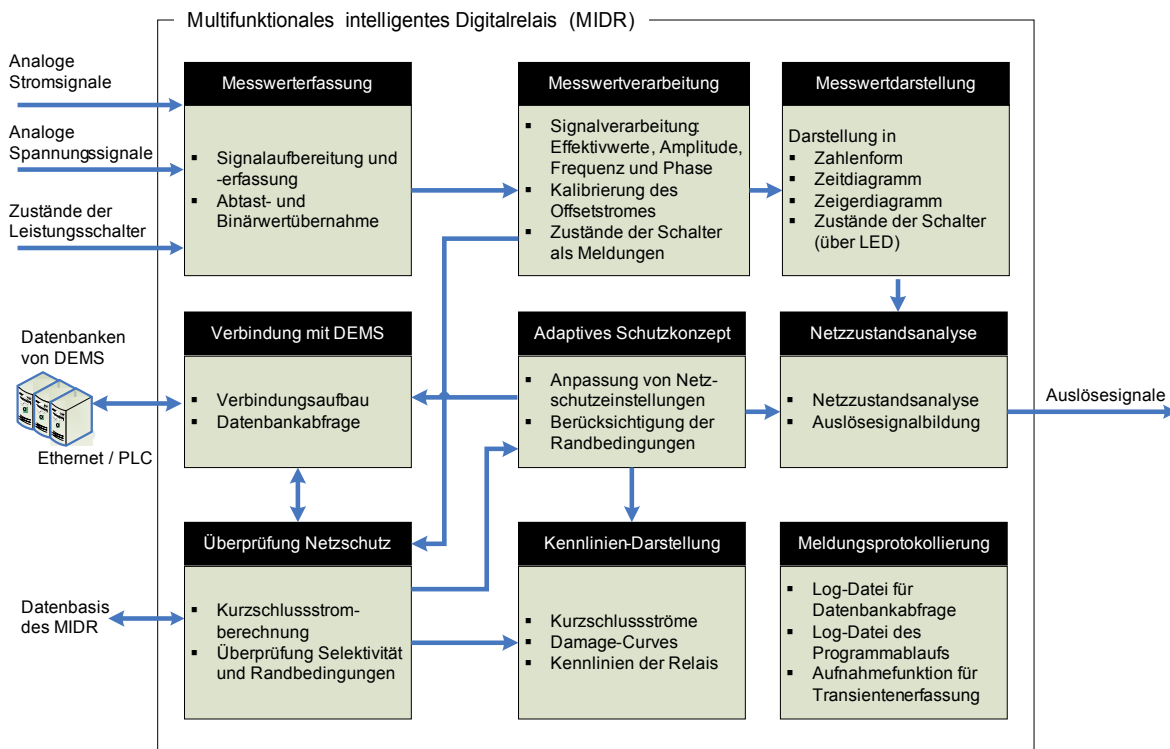


Bild 5.17: Blockdiagramm des Codes für das MIDR

Die aktuellen Informationen bezüglich der Verfügbarkeit und der Kurzschlussleistungen angeschlossener DEA werden durch das DEMS des jeweiligen Teilnetzes in Datenbanken gespeichert. Zur Zeit sind Datenbanken von DEMS als MySQL-Datenbanken realisiert. Das MIDR verwendet diese Daten, um die Schutzzeinstellung an die aktuelle Einspeisesituation im Versorgungsnetz anzupassen. Das MIDR kann nicht nur die MySQL-Datenbank abfragen, sondern auch andere Datenbanken wie z.B. PostgreSQL, Oracle, MSSQL, Access usw.. Der Kommunikationsaufbau zwischen den Datenbanken von DEMS und dem MIDR wurde in LabVIEW über ODBC-Schnittstelle mittels einer Freeware-Bibliothek LabSQL realisiert.

Um für die Anpassung des Netzschutzes auf diese Daten zuzugreifen, wurde anhand der 10-kV MNN die Kommunikationsverbindung zwischen dem MIDR und dem EMS über Ethernet und DLC-Kommunikation aufgebaut und die Datenübertragung untersucht. Im Vergleich mit der Verbindung über Ethernet dauert die Datenübertragung über DLC viel länger, da die Bandbreite von DLC auf 10 kHz begrenzt ist.

Das Blockdiagramm des Codes für das MIDR für den adaptiven Netzschutz weist eine modulare Struktur (Bild 5.17) auf.

5.5.1 Messwerterfassung

Das Modul „Messwerterfassung“ ermöglicht die Erfassung der analogen Signale wie der Spannungen und Ströme sowie der digitalen Signale wie Zustandsmeldungen von den Leistungsschaltern. Eine ausführliche Beschreibung dieses Moduls ist dem Anhang zu entnehmen.

5.5.2 Messwertverarbeitung

Im Modul „Messwertverarbeitung“ werden die gemessenen Signale (Bild 5.18, Bild 5.19) umgewandelt. So können auch weitere Größen wie z.B. Effektivwerte oder Frequenz berechnet werden.

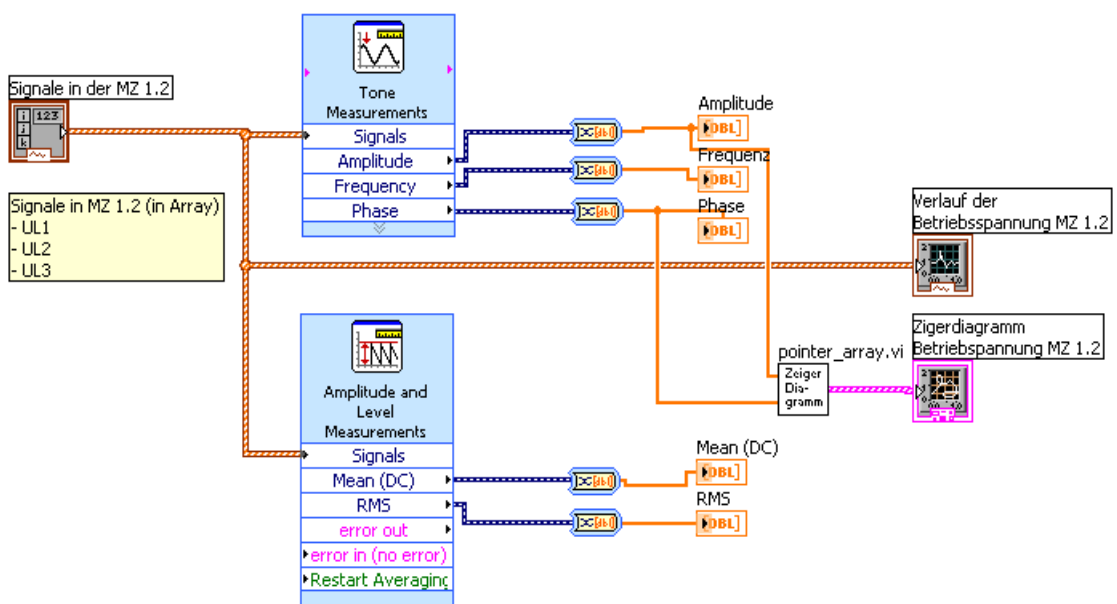


Bild 5.18: LabVIEW-Blockdiagramm zur Messwertverarbeitung der Spannungen

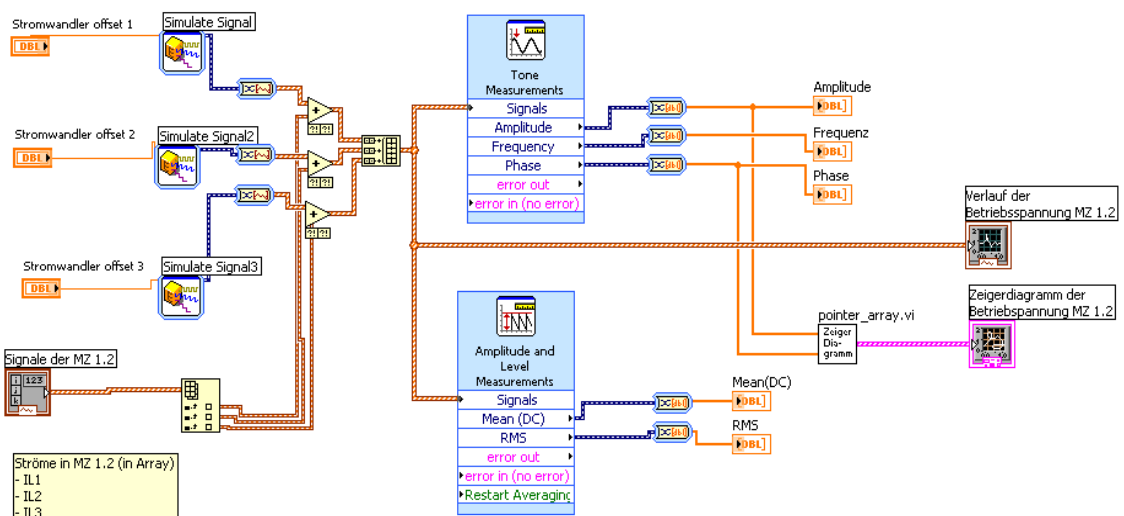


Bild 5.19: LabVIEW-Blockdiagramm zur Messwertverarbeitung der Ströme

5.5.3 Messwertdarstellung

Im Modul „Messwertdarstellung“ können die verarbeiteten Messsignale in verschiedenen Diagrammen (Bild 5.20, Bild 5.21) sowie in Zahlenform dargestellt werden.

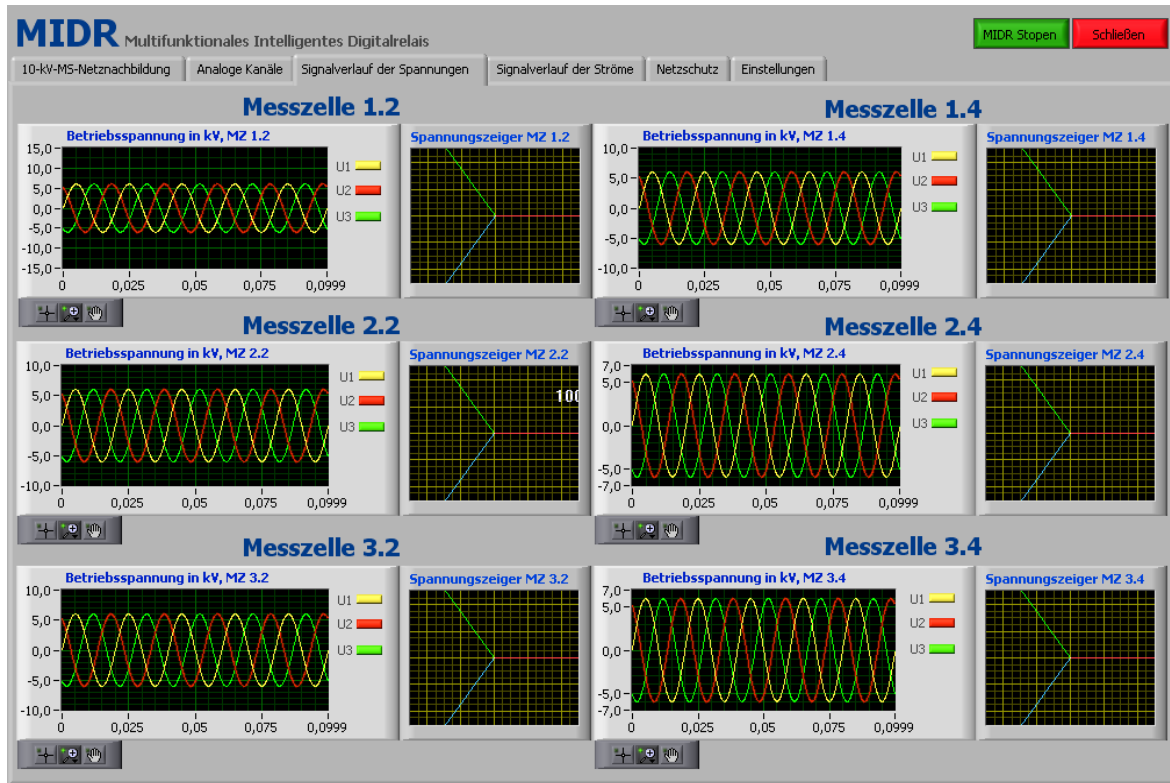


Bild 5.20: Echtzeitmessungen der Spannungsverläufe durch das MIDR

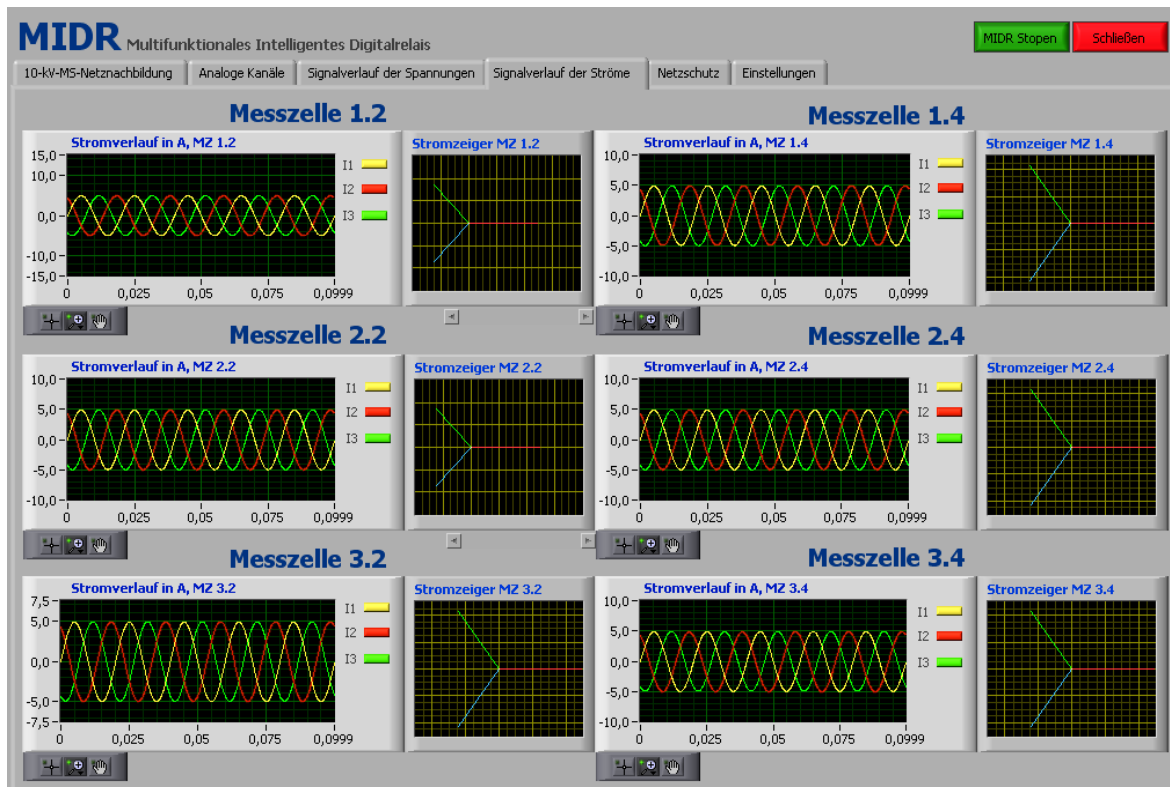


Bild 5.21: Echtzeitmessungen der Stromverläufe durch das MIDR

Die Zustandsmeldungen der Leistungsschalter werden durch die LED's angezeigt.

5.5.4 Datenbankabfrage

Im Modul „Datenbankabfrage“ wird eine Abfrage der Datenbanken des DEMS über Power-Line-Kommunikation oder Ethernet durchgeführt. Dabei fragt die Routine die Tabellen der Datenbanken, die die Informationen über Zustände der DEA enthalten, regelmäßig in bestimmten Perioden ab.

Das Bild 5.22 stellt die Implementierung der Routine dar. Die Verbindung mit MySQL-Datenbank von DEMS wird mit Hilfe von entsprechenden Prozeduren „ConnectionString“ und „Timeout“ über ADO-Schnittstelle aufgebaut.

Der Verbindungsaufbau mit der Datenbank im DLC-Slave 1 erfolgt sehr schnell im Millisekunden Bereich, weil die Verbindung zwischen dem PXI-System und der Datenbank im DLC-Slave 1 über Ethernet aufgebaut war. Der Verbindungsaufbau mit der Datenbank im DLC-Slave 2 und 3 dauert länger, da die Bandbreite des DLC-Systems auf 10 kHz begrenzt ist.

Tabelle 5.1 stellt in diesem Kontext die Datenübertragungsdauer für einen Verbindungsaufbau zu den MySQL-Datenbanken dar.

Tabelle 5.1: Durchschnittliche Übertragungsdauer für den Verbindungsaufbau zum SQL-Server

Datenbank	Durchschnittliche Übertragungsdauer	Verbindung
DB Microgrid 1	Unter 1s	Ethernet
DB Microgrid 2	210s	PLC
DB Microgrid 3	261s	PLC

Ausführliche Messergebnisse der Übertragungsdauer für die Datenbankabfragen von DB Microgrid 2 und DB Microgrid 3 als 24-Stunden-Messung sind [SCH07] zu entnehmen.

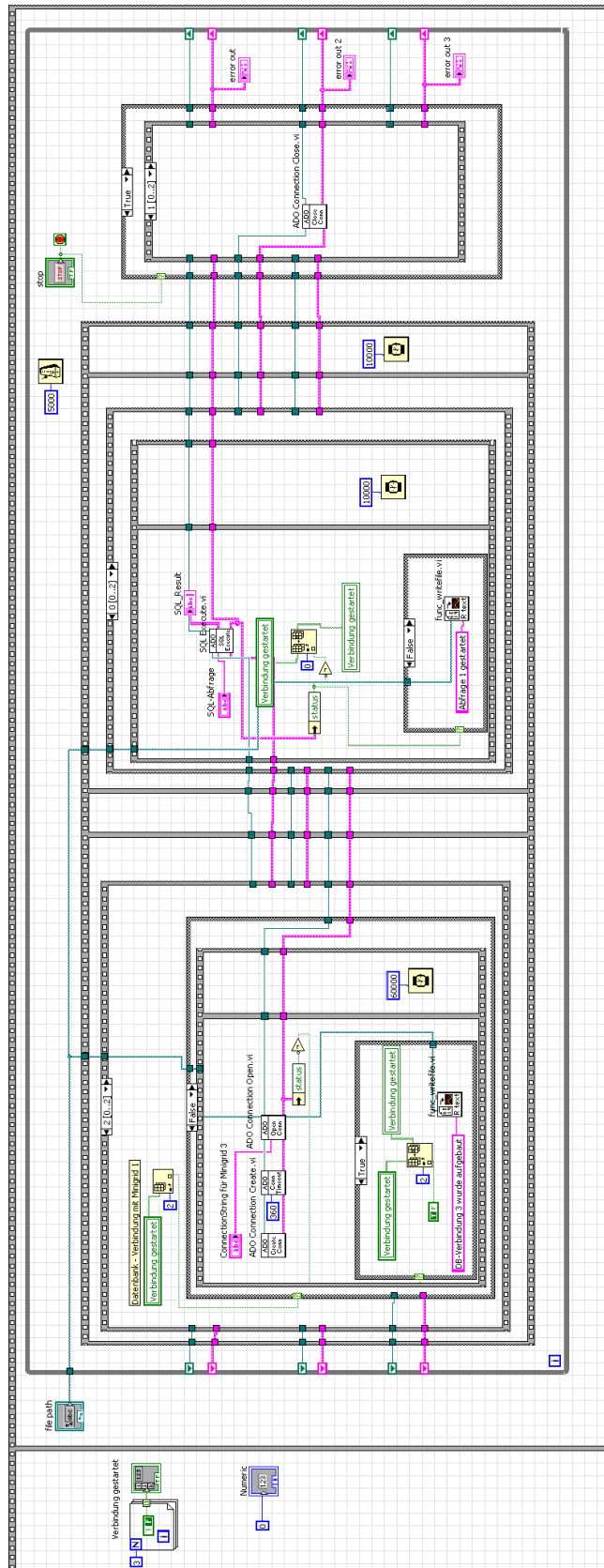


Bild 5.22: LabVIEW-Blockdiagramm zur Datenbankabfrage

Die Prozedur „ConnectionString“ besteht aus Datenbankprovider, Datenquelle, Berechtigungsdaten und weiteren Optionen, die für einen Datenbankzugriff notwendig sind. Mit Hilfe des Providers kann dem Connection-Objekt mitgeteilt werden, auf welche Datenbank zugegriffen werden soll und um welche Version es dabei handelt.

Beispiel der Anfrage von „ConnectionString“ für Microgrid 1:

```
DRIVER={MySQL ODBC 3.51 Driver};SERVER=172.16.3.1;PORT=3306;
DATABASE=demotec_grid1;USER=root;PASSWORD="";OPTION=3
```

5.5.5 Einstellung Netzschutz

Die anfängliche Einstellung bzw. Aktivierung unterschiedlicher Schutzarten (z.B. UMZ, AMZ, Differentialschutz) sowie der Randbedingungen für das zu schützende Versorgungsnetz werden innerhalb des Moduls „Einstellung Netzschutz“ abgearbeitet (Bild 5.23). Dabei sind generell beliebige Kennlinien möglich.

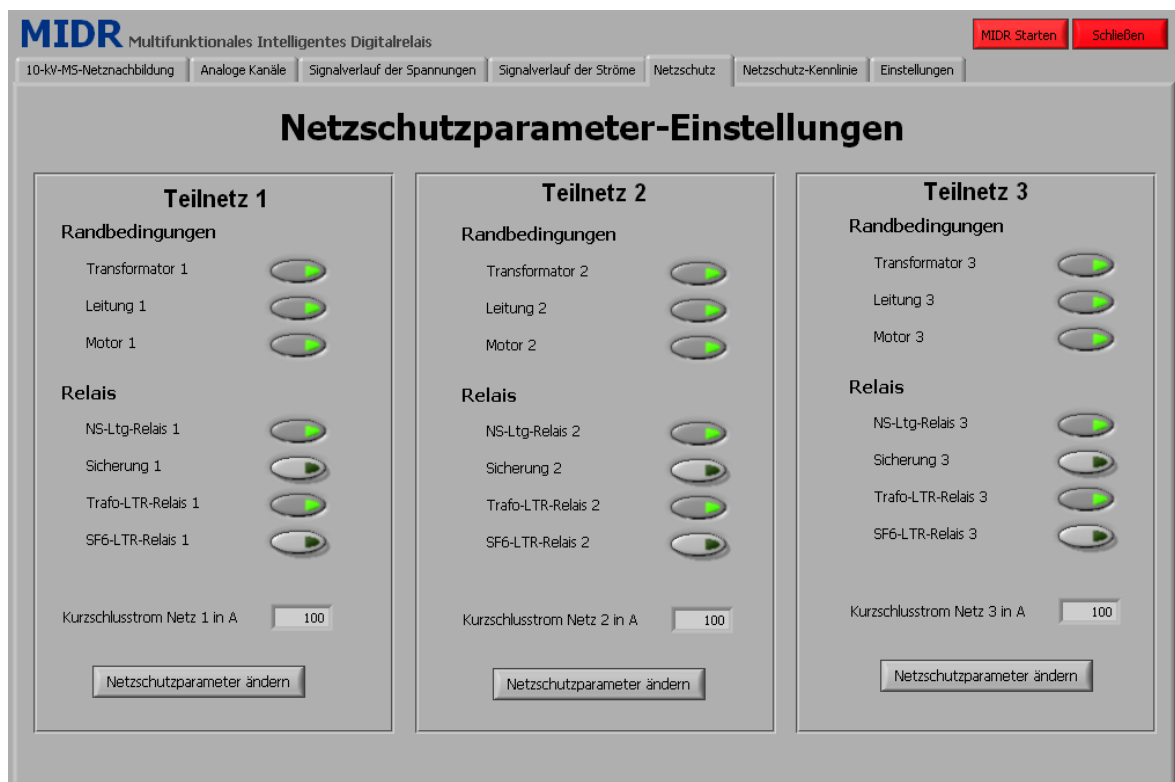


Bild 5.23: Bedienfeld für Einstellung der Randbedingungen und der Netzschutzparameter

5.5.6 Adaptives Schutzkonzept

Im Modul „Adaptives Schutzkonzept“ übernimmt die entsprechende Routine die Einordnung der Messergebnisse den zugehörigen Schutzkennlinien. In dieser Routine erfolgt der Auslöse-Entscheid aufgrund der gestellten Schutzkriterien. Im Fehlerfall wird die Zuordnung der Kommandozeit vorgenommen und die Zeitsteuerung (Aktivie-

ung der Zeitglieder) gestartet. Ein "Aus"-Signal wird erst generiert, wenn an der "Aus"-Signalbildung das "Auslösebit" gesetzt wird. Im fehlerfreien Fall bzw. nach erfolgter Auslösung besteht die Möglichkeit, andere Aufgaben zu bearbeiten.

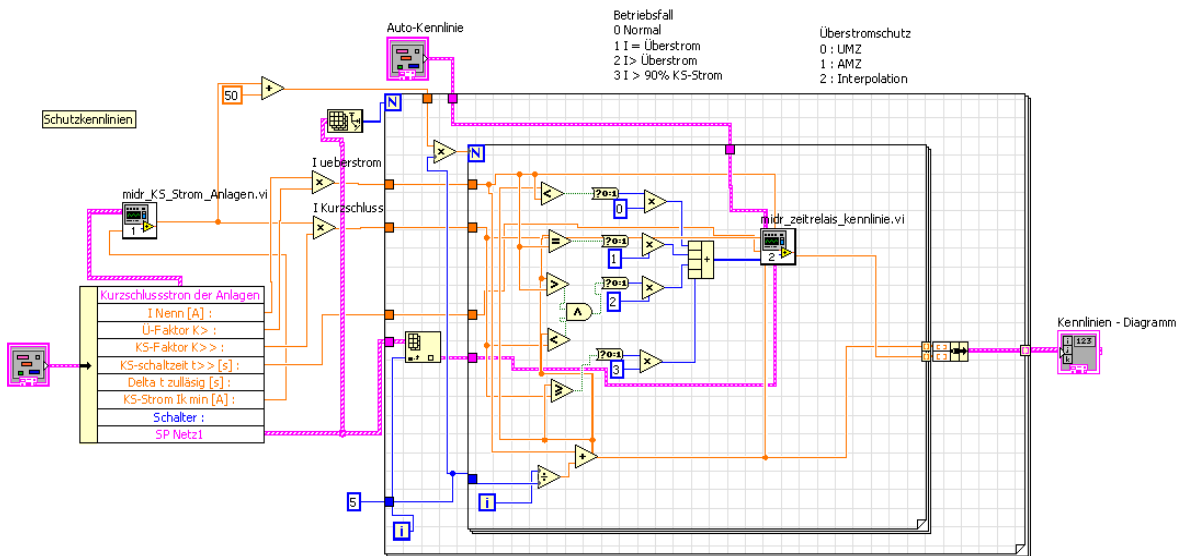


Bild 5.24: LabVIEW-Blockdiagramm zur Darstellung der Auslösekennlinien der Schutzrelais

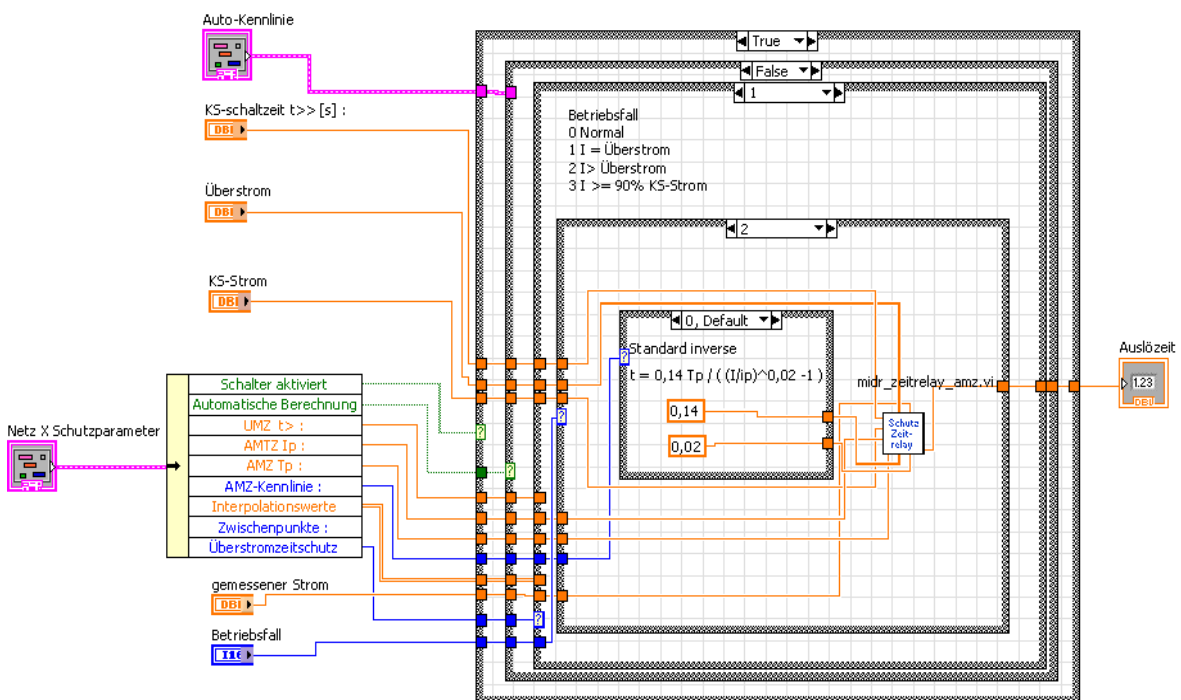


Bild 5.25: LabVIEW-Blockdiagramm zur Berechnung der Auslösezeit eines Schutzrelais

5.5.7 Generierung der Auslösesignale

Innerhalb dieses Moduls werden Meldungen und Auslösesignale generiert und über die digitalen Ausgänge weitergeleitet. Die Routine wird entweder durch den manuellen Befehl des Benutzers oder durch das Modul „Adaptives Schutzkonzept“ aktiviert.

Das MIDR hat eine definierte Anzahl an Binärausgängen für Meldungen und Auslösesignale. Diese Ausgänge sind als Relaiskontakte ausgeführt. Die Zuordnung der Ausgangssignale einzelner Meldungen und Auslösesignale ist dem Anhang zu entnehmen. Durch die NI Digitalkarte PXI-6528 werden binäre Signale zur Auslösung der Relaiskontakte generiert. Folgende Kanalliste (Tabelle 5.2) stellt die Konfiguration der Kanäle dar.

Tabelle 5.2: Zuordnung der digitalen Ausgangskanäle von PXI-6528

Kanalname	Physikalischer Kanal	Beschreibung
Tr1_LTR_A	PXISlot6 / port3 / line0	Digitalausgang
Tr2_LTR_A	PXISlot6 / port3 / line1	Digitalausgang
Tr3_LTR_A	PXISlot6 / port3 / line2	Digitalausgang
Tr1_LS_A	PXISlot6 / port3 / line3	Digitalausgang
Tr2_LS_A	PXISlot6 / port3 / line4	Digitalausgang
Tr3_LS_A	PXISlot6 / port3 / line5	Digitalausgang
NS-Ltg_A	PXISlot6 / port3 / line6	Digitalausgang

5.5.8 Meldungsprotokollierung

Das Modul „Meldungsprotokollierung“ bietet eine Aufnahmefunktion im transienten Bereich sowie eine Führung von Log-Dateien zum Zwecke der Störungsaufklärung und Archivierung.

5.5.9 Schutzkennliniendarstellung

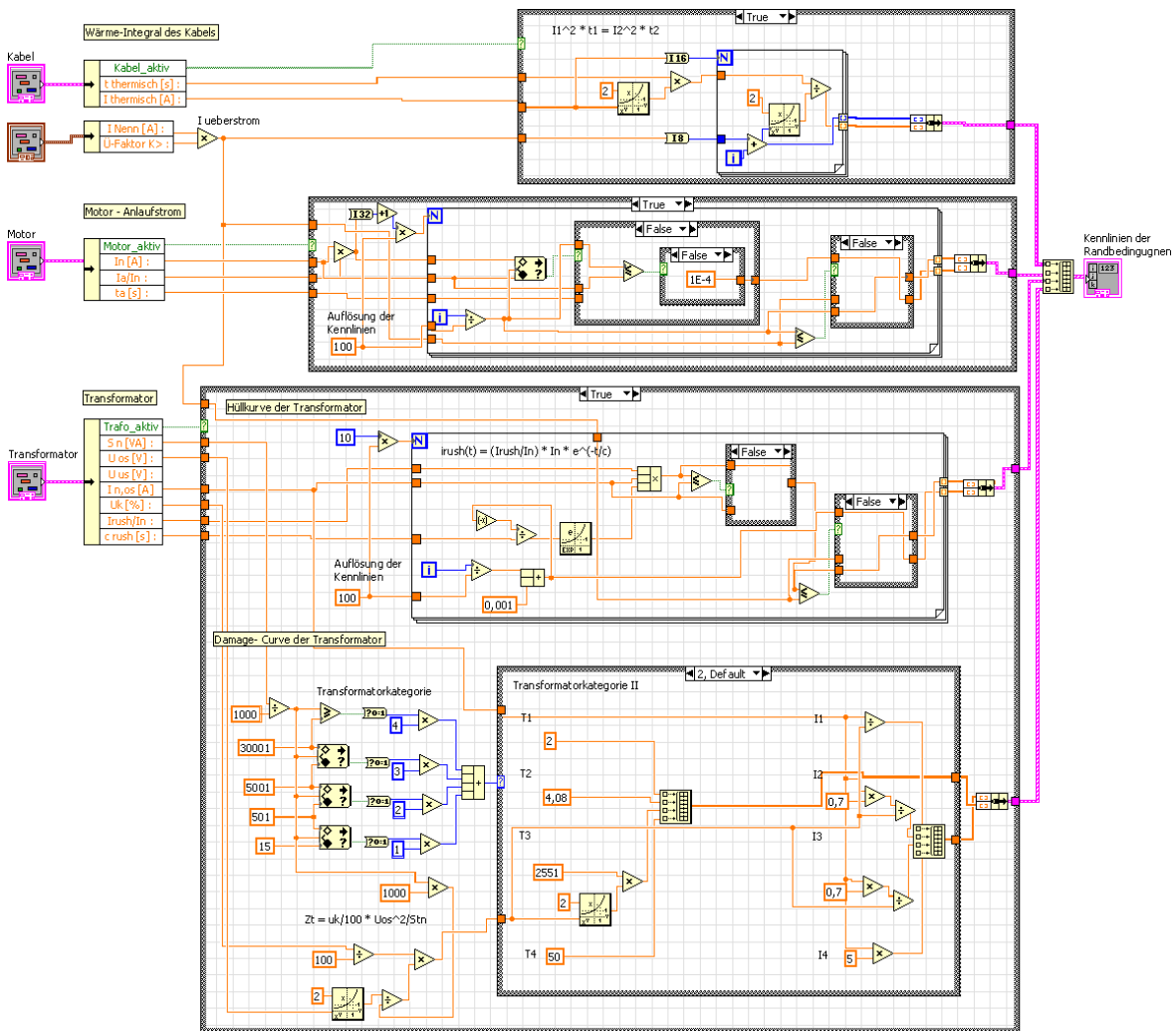


Bild 5.26: LabVIEW-Routine zur Darstellung der Randbedingungen im MIDR

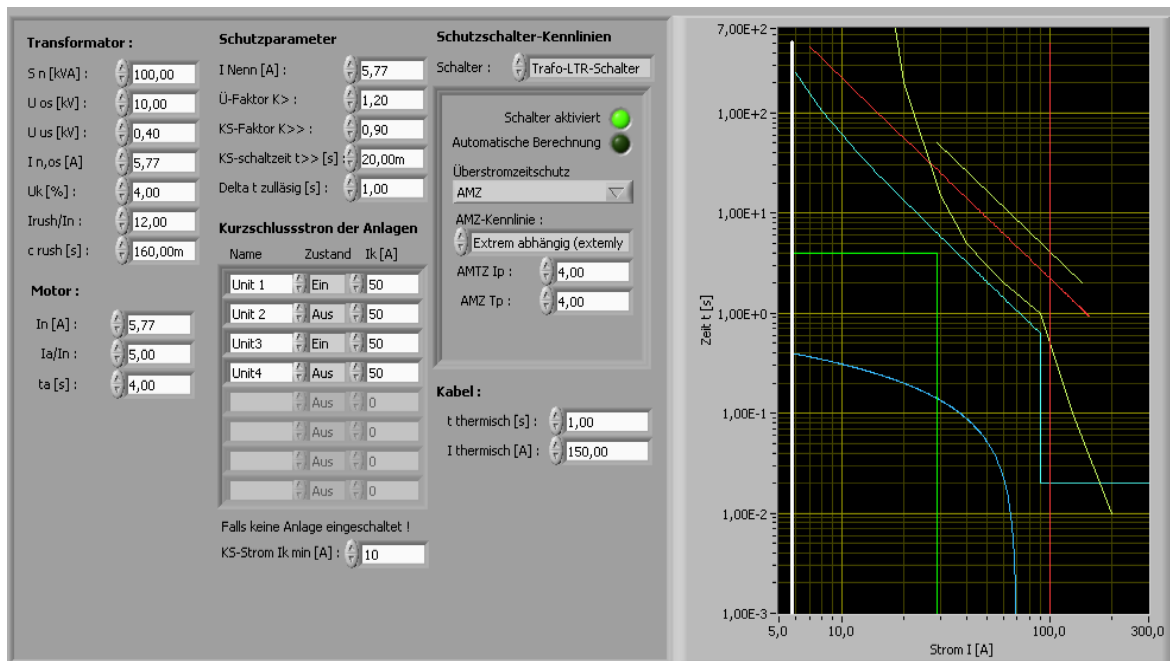


Bild 5.27: Darstellung der Randbedingungen und Schutzkennlinien

Die Darstellung der Schutzkennlinien und der Randbedingungen (Bild 5.26, Bild 5.27) wird vom Modul „Schutzkennlinien Darstellung“ übernommen.

5.6 Demonstration des adaptiven Netzschutzes am Beispiel der Mittelspannungsnetznachbildung

Die Demonstration des adaptiven Netzschutzes erfolgt mit MIDR, das für die 10-kV-Mittelspannungs-Netznachbildung konfiguriert wurde, die im Bild 5.28 dargestellt ist.

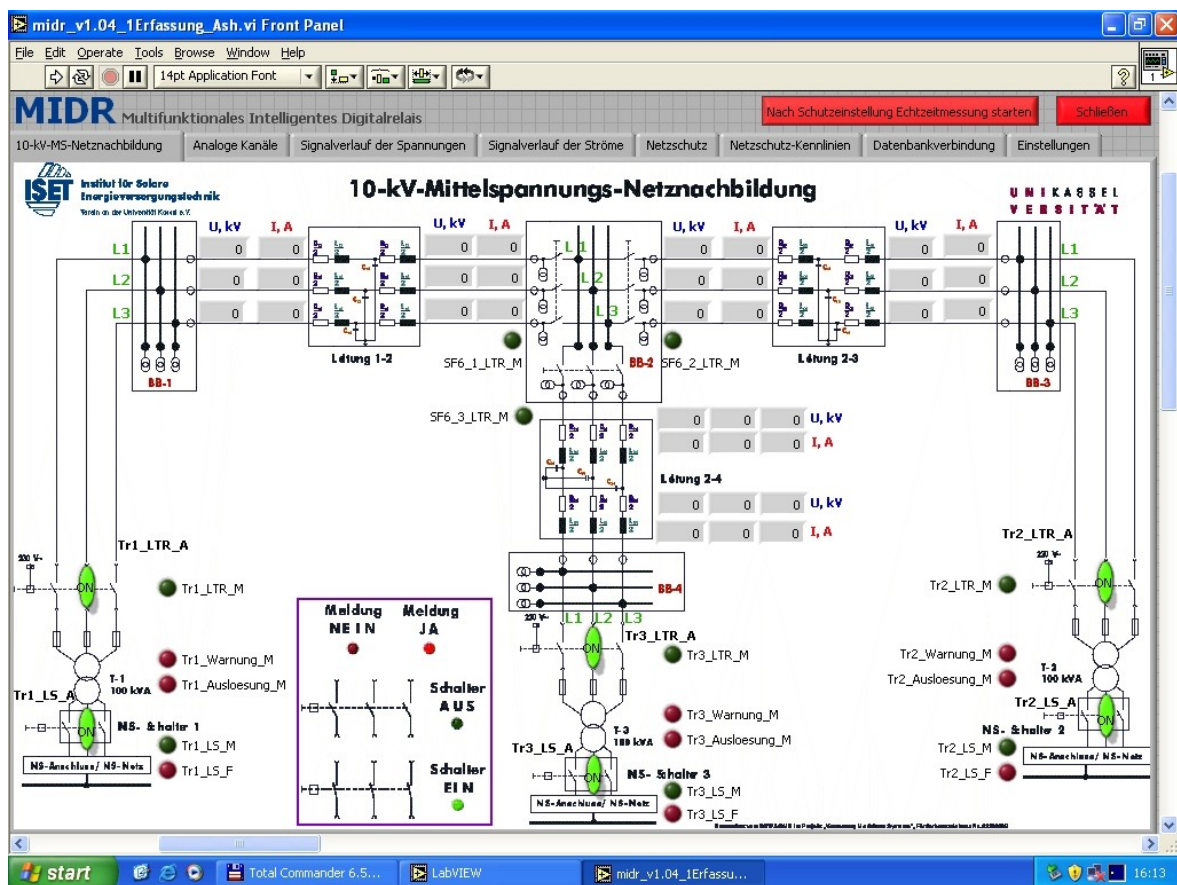


Bild 5.28: Die Fronttafel der 10-kV-Mittelspannungs-Netznachbildung

Mit Hilfe der MNN wurde ein folgendes MS-/NS-Verteilungsnetz (Bild 5.29) nachgebildet. Dieses Netz wurde wie folgt konfiguriert:

Das Hauptnetz (Universitätsnetz) mit der Netzkurzschlussleistung von $S^k = 119$ MVA wird an den 10-kV-Verknüpfungspunkt (10 kV / BB-2) der dreier Mittelspannungsstrecken angeschlossen.

Die Mittelspannungsstrecken sind wie folgt konfiguriert:

$S_{r,G} = 75 \text{ kVA}$, $U_{r,G} = 0,4 \text{ kV}$, $\cos\varphi = 0,8$, $x_{d,sat} = 8 \%$, $R/X = 0,15$.

5.6.1 Betriebsfall 1 – Parallelbetrieb mit dem Hauptnetz

Bei diesem Betriebsfall wird unterstellt, dass das Hauptnetz und der SG1 die drei NS-Teilnetze mit Strom versorgen. Der SG3 ist nicht verfügbar. Mit Hilfe der Kurzschlussstromberechnung werden die Kurzschlussstromverhältnisse an jeder Sammelschiene ermittelt. Betrachtet wird die dem Transformator T3 nachgeschaltete Sammelschiene „NS-Anschluss / NS-Netz 3“ sowie die Auslösekennlinie des Relais R3, das auf den NS-Schalter 3 wirkt. Das zugehörige I-t-Diagramm ist im Bild 5.30 dargestellt.

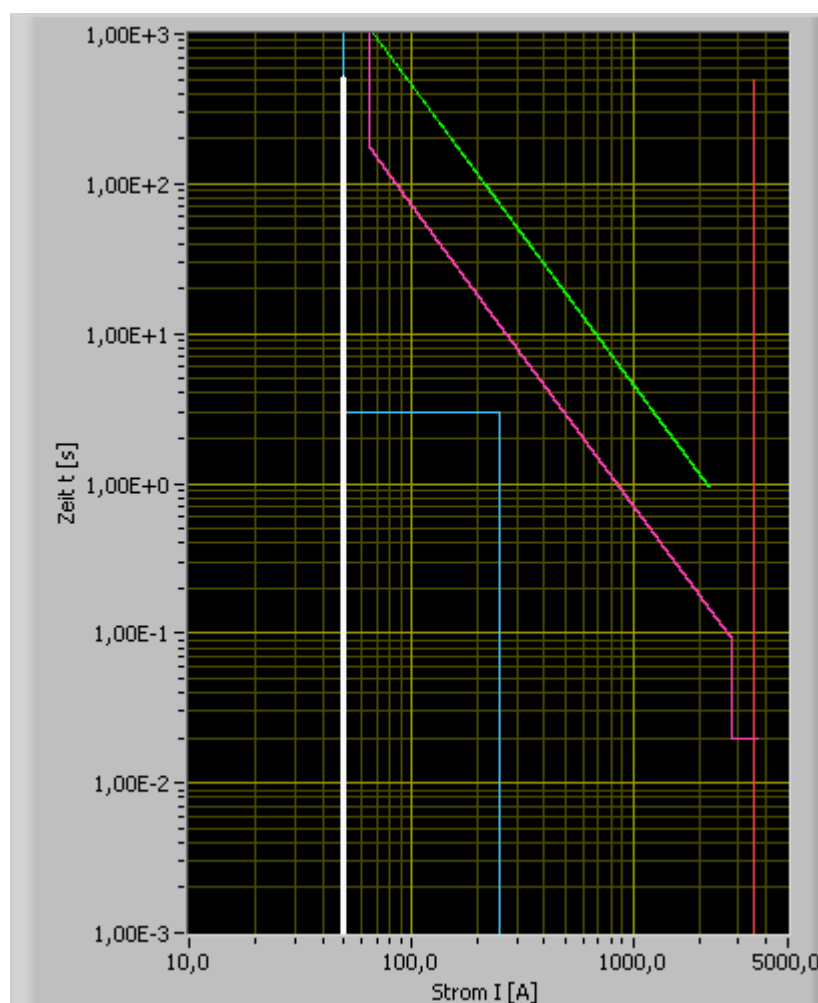


Bild 5.30: I-t-Diagramm für den Betriebsfall 1

Weißer Gerade zeigt den Nennstrom des Verbrauchers (angenommen motorischer Verbraucher mit $I_r = 50 \text{ A}$). Die blaue Kurve zeigt seine vereinfachte Anlaufcharakteristik.

Die grüne Kurve ist die Kurzschlussbelastbarkeitskurve des Niederspannungskabels zwischen der Sammelschiene und dem T3.

Die rosa Kurve ist die Auslösekennlinie des Relais R3. Sie befindet sich zwischen der Anlaufcharakteristik des motorischen Verbrauchers und der KS-Belastbarkeitskurve des NS-Kabels.

Die I>> – Stufe des Relais R3 ist auf den Wert 0,8 x 3700 A eingestellt (wobei 3700 A ist der an der Sammelschiene „NS-Anschluss / NS-Netz 3“ berechneter KS-Strom).

5.6.2 Betriebsfall 2 – Inselnetzbetrieb mit SG1

Es wird ein nachfolgender Betriebsfall angenommen, wenn das Hauptnetz weggefallen ist (z.B. Blackout). Der SG1 im Microgrid 1 bleibt weiterhin verfügbar und versorgt die anderen Microgrids bzw. Teilnetze im so entstandenen Inselnetzbetrieb über die Mittelspannungsebene.

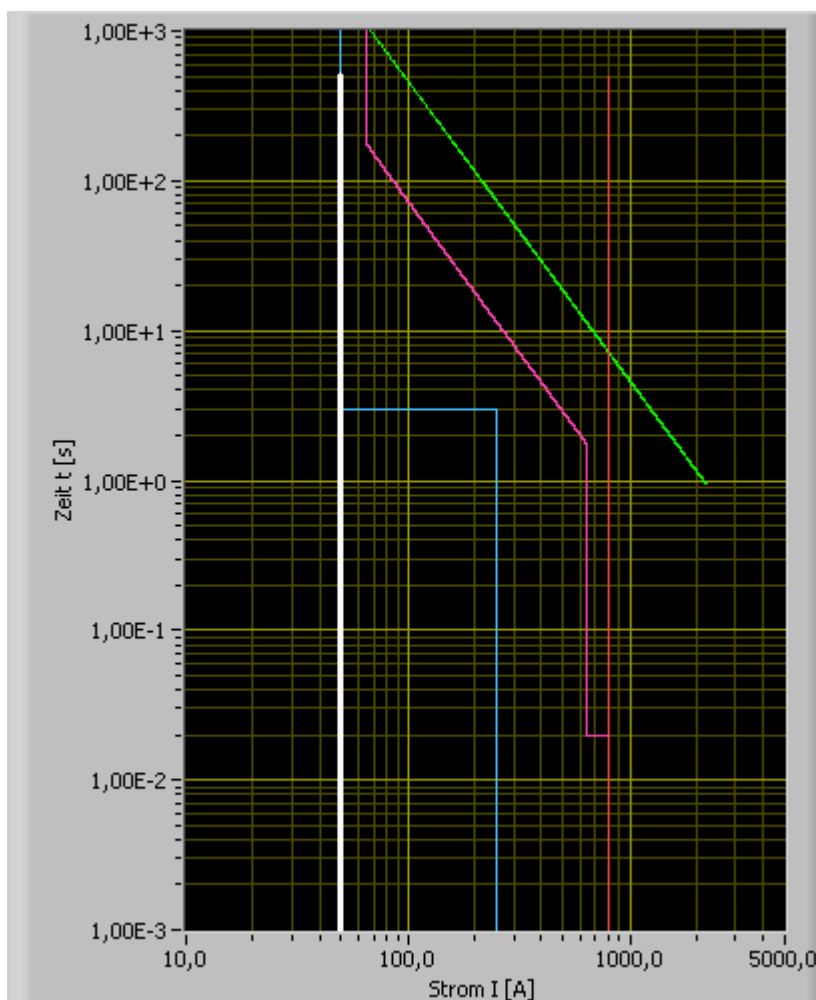


Bild 5.31: I-t-Diagramm für den Betriebsfall 2

Das MIDR berechnet den neuen KS-Strom an der Sammelschiene „NS-Anschluss / NS-Netz 3“. Dieser KS-Strom beträgt 800 A. Die rosafarbene Kennlinie des Relais R3 passt sich an den neu berechneten Kurzschlussstrom an (Bild 5.31).

5.6.3 Betriebsfall 3 – Inselnetzbetrieb mit SG3

Bei diesem Betriebsfall wird angenommen, dass aufgrund der dargebotsabhängigen Stromerzeugung der SG1 nicht mehr verfügbar ist und der Synchrongenerator SG3, der an die Sammelschiene „NS-Anschluss / NS-Netz 3“ angeschlossen ist und früher nicht verfügbar war, fängt an, die Teilnetze im Inselnetzbetrieb zu versorgen.

Das MIDR berechnet wieder die KS-Stromverhältnisse an allen Sammelschienen. Da SG3 im Betriebsfall 3 die einzige Quelle ist, würde der KS-Strom von unten nach oben fließen (upstream fault). Dabei ergibt sich am Verknüpfungspunkt 10 kV / BB-2 ein KS-Strom von 41,66 A (1041,58 A niederspannungsseitig). Das Relais R3, das auf den NS-Schalter 3 wirkt, wird wieder an diesen KS-Strom angepasst (Bild 5.32).

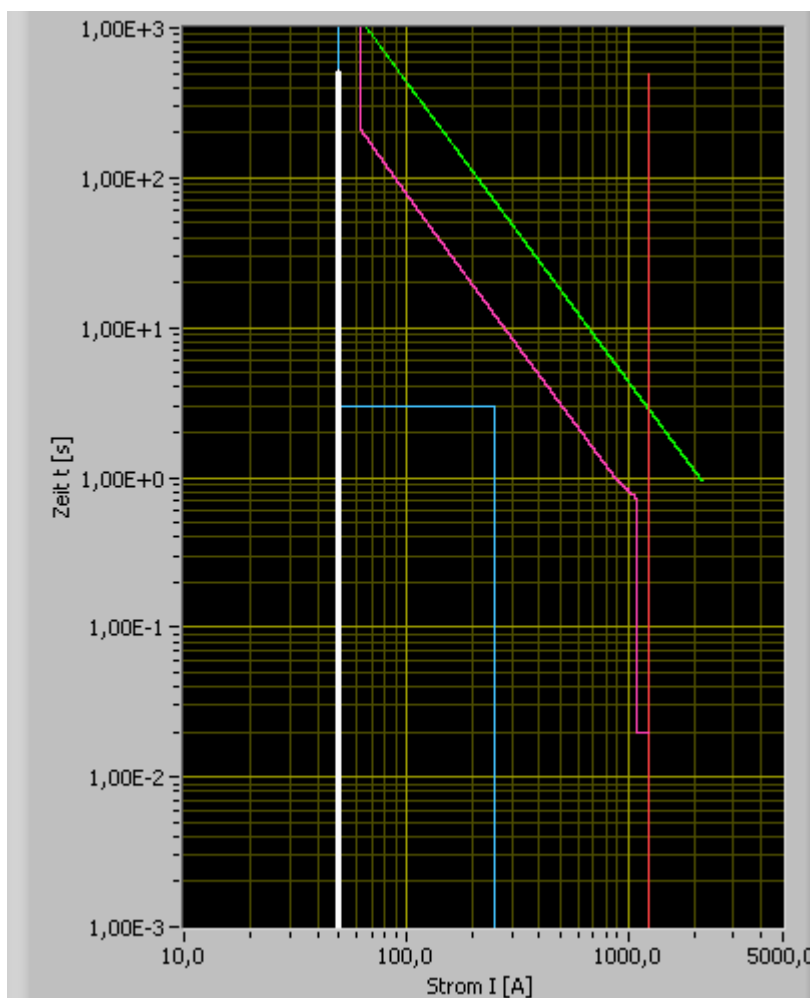


Bild 5.32: I-t-Diagramm für den Betriebsfall 3

Wenn die Einstellung des Relais nicht angepasst wird, dann würde das Problem des unselektiven Mitauslösens entstehen, wenn z.B. bei einem Fehler an der Sammelschiene „NS-Anschluss / NS-Netz 1“, ein KS-Strom von 800 A (auf der NS-Seite des Transformators T3) zum Fließen kommt.

Wenn in der Nähe des Verknüpfungspunktes 10 kV / BB-2 ein Fehler an einer der Leitung 1-2 oder 2-3 unterstellt wird, entstehen dabei folgende KS-Ströme, die das Relais R3 zwischen der Sammelschiene „NS-Anschluss / NS-Netz 3“ und dem Transformator T3 misst:

Fehler Leitung 1-2: 1004 A,

Fehler Leitung 2-3: 1038 A.

Bei diesen Fehlern handelt es sich um Fehler im Bereich der Übergangsstellen (Zone mit elektrisch nahen Verhältnissen). Das Relais R3 kann nicht mehr unterscheiden, ob sich der Fehler im zu schützenden Netzausläufer (Leitung 2-4) oder in den benachbarten Netzausläufern (Leitung 1-2 oder 2-3) ereignet hat. Um das unselektive Mitauslösen bei diesen Fehlern zu vermeiden, ist das im Punkt 5.3.2.1 beschriebene Verfahren einzusetzen.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit wurden verschiedene Betriebs- und Fehlerzustände in elektrischen Verteilungsnetzen mit einem hohen Anteil an dezentralen Stromerzeugungsanlagen analysiert. Es wurden sowohl die sich hieraus ergebenden Veränderungen im Netz als auch die resultierenden Mängel des konventionellen Netzschutzkonzeptes festgestellt. Um diese entsprechenden Defizite aktuell und zukünftig zu beherrschen, wurden neben theoretischen und praxisorientierten Leitsätzen zur Beurteilung der Netzveränderungen, ein Konzept eines, sich automatisch an die entsprechenden Netzveränderungen anpassenden, Netzschutzes entwickelt.

Der Vergleich von konventionellen und dezentralen Versorgungsstrukturen hat gezeigt, dass in vielen Bereichen der Netztechnik ein großer Bedarf besteht, die aktuellen Verteilungsnetze an die sich geänderten Netzbedingungen anzupassen. Zur Unterscheidung der neuen Netzstrukturen von den alten konventionellen Strukturen wurde der Begriff „ausgleichendes Verteilungsnetz“ definiert und neu eingeführt. Die Eigenschaften konventioneller Verteilungsnetze und der neuen „ausgleichenden Netze“ wurden analysiert und tabellarisch katalogisiert.

Als besonders kritisch ist das Konzept des konventionellen Netzschutzes aufgrund geänderter Kurzschlussstromverhältnisse in schwachen Verteilungsnetzen mit einem hohen Anteil an dezentralen Stromerzeugungsanlagen zu beurteilen. Im Rahmen dieser Arbeit wurden daher theoretische Leitsätze (3.6), (3.12), (3.13) abgeleitet, um die daraus resultierenden Auswirkungen besser bewerten zu können.

Da sich für die zukünftigen Energieversorgungssysteme das Konzept von Microgrids als besonders viel versprechend erweist, wurden in dieser Arbeit sowohl die Betriebsoperandi von Microgrids in „ausgleichenden“ Verteilungsnetzen untersucht und die optimalen Betriebsmöglichkeiten herausgestellt als auch eine an diese neuen Bedingungen angepasste Philosophie des Netzschutzes definiert.

Für die Verifikation der neu entwickelten theoretischen Ansätze und Leitfäden wurden Beiträge zu Konzeption und Design eines umfassenden physikalischen Netzmodells (Mittelspannungsnetznachbildung) für die Untersuchungen der verschiedenen Betriebsoperandi und -möglichkeiten geleistet. Praxisnahe Untersuchungen in Echtzeit mit verteilten Erzeugern und Lasten auf der 10 kV-Mittelspannungsebene wurden durchgeführt und haben die Effektivität und Effizienz der vorgeschlagenen Betriebsmöglichkeiten unter Einhaltung der übertragungs- und regelungstechnischen Eigenschaften erfolgreich demonstriert.

Um die Defizite des konventionellen Netzschutzkonzeptes aufgrund der sich neu ergebenden und kontinuierlich ändernden Randbedingungen zu beheben, wurde mittels geeigneter Soft- und Hardwarekomponenten ein Verfahren für eine offline koordinierte Anpassung der (Überstromzeit-) Schutzeinstellungen standardisierter bzw. benutzerdefinierter Auslösekennlinien für Zwecke des Netzschutzes erarbeitet.

Dieses Verfahren passt automatisch die Netzschutzeinstellungen an die variable Netzstruktur von Nieder- bzw. Mittelspannungsnetzen mit unterschiedlichem Anteil an dezentralen Einspeisern unter Berücksichtigung deren Verfügbarkeit an. Dabei werden sowohl die Informationen aus der jeweiligen Spannungsebene als auch die Daten der dezentralen Energiemanagementsysteme verwendet.

Für jeden neuen Netzzustand werden angepasste Schutzeinstellungen ermittelt und somit die Selektivität des Schutzes gewährleistet. Die Randbedingungen der Betriebsmittel bleiben unverletzt. Falls keine Lösung zur Anpassung der Schutzeinstellungen generiert werden kann, erfolgt durch eine geeignete Signalisierung an das dezentrale Energiemanagementsystem die Ein- bzw. Beschränkung des zuvor prognostizierten Betriebes. Die Zerstörung wichtiger Betriebsmittel infolge möglicher Fehler kann somit weitgehend vermieden werden. Zusätzlich wird die Leitstelle über die Engpässe im Verteilungsnetz alarmiert.

Umgekehrt, um die Verfügbarkeit dezentraler Stromerzeugungsanlagen zu erhöhen und die Verbraucher möglichst länger zu versorgen, besteht die Option, durch gezielte Verletzung der Selektivität, die aber zu keiner Zerstörung der Betriebsmittel während der möglichen Fehler führen soll, den zuvor prognostizierten Betrieb nicht einzuschränken.

Die Innovation des neuen Verfahrens besteht in der Entwicklung und Realisierung eines anpassungsfähigen Netzschutzes unter Berücksichtigung des Einflusses von Microgrids in Verteilungsnetzen. Hierdurch wird die Verfügbarkeit dezentraler Erzeuger erhöht und die Versorgungsunterbrechungen der Verbraucher minimiert.

Das entwickelte Netzschutzverfahren wurde in der Programmiersprache LabVIEW auf Basis eines Echtzeitsystems von National Instruments umgesetzt und als Niederspannungs-Stations-Controller in die Mittelspannungsnetznachbildung erfolgreich implementiert.

Diese Gesamtheit, bestehend aus dem Netzschutzverfahren und der Soft- und Hardwarerealisierung ist das neue entwickelte „Multifunktionale Intelligente Digitalrelais“. Dieses enthält die Datenbasis des konventionellen und anpassungsfähigen Schutz-

konzeptes sowie alle Daten und Regeln, die für eine automatisierte Anpassung der Schutzeinstellungen erforderlich sind.

Die durchgeführten Tests mittels des Multifunktionalen Intelligenten Digitalrelais haben gezeigt, dass die aktuellen Betriebszustände des Verteilungsnetzes jederzeit sicher erfasst und ausgewertet, die Verbindung mit den Datenbanken des dezentralen Energiemanagementsystems über verschiedene Kommunikationssysteme aufgebaut, die Daten abgelesen und die Anpassung der Schutzeinstellungen durchgeführt werden können.

Die neu erarbeiteten theoretischen Leitsätze sind für die Beurteilung geänderter Kurzschlussstromverhältnisse infolge des Anschlusses dezentraler Stromerzeugungsanlagen, für die Anpassung der Schutzeinstellungen, sowie bei der Abschätzung möglicher Überbeanspruchungen elektrotechnischer Anlagen durch erhöhte Kurzschlussströme von bedeutender Relevanz. Sie sollten daher zukünftig in Hinblick auf die Anschlussrichtlinien der Netzbetreiber mitberücksichtigt werden.

Das entwickelte Multifunktionale Intelligente Digitalrelais wird für den Einsatz in Verteilungsnetzen für Zwecke der dezentralen automatisierten Betriebszustandsüberwachung und des Netzschutzes empfohlen, wodurch die Integration größerer Anteile dezentraler Erzeuger nachhaltig beschleunigt werden kann.

Anhang

A.1 Vollständiger Vergleich der Kurzschlussstromverhältnisse in starren und schwachen Netzen mit angeschlossenen DEA

Die nachfolgenden Diagramme (Bild 6.1 – Bild 6.42) dienen zur Darstellung der im Abschnitt 3.2.1.2 beschriebenen Berechnungsfälle für Zwecke des vollständigen Vergleichs der Kurzschlussstromverhältnisse in starren und schwachen Netzen mit angeschlossenen DEA.

Dabei sind die Diagramme, die den Berechnungsfällen 5a und 5b entsprechen, im Abschnitt 3.2.1.2 dargestellt.

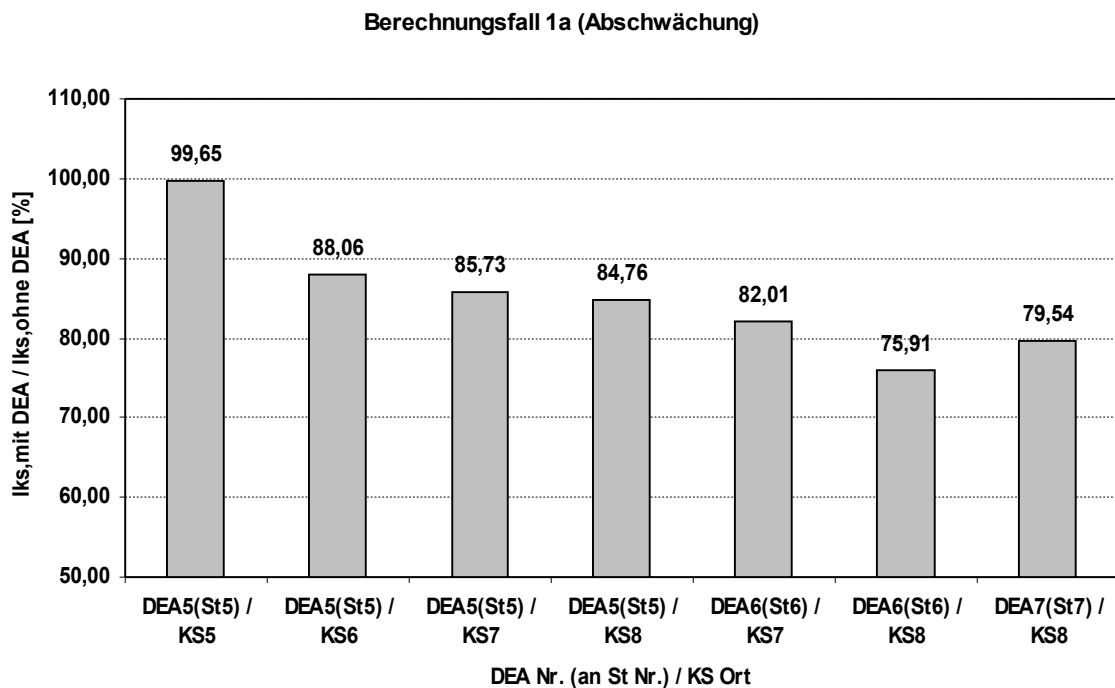


Bild 6.1: Berechnungsfall 1a: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort

Berechnungsfall 2a (Abschwächung)

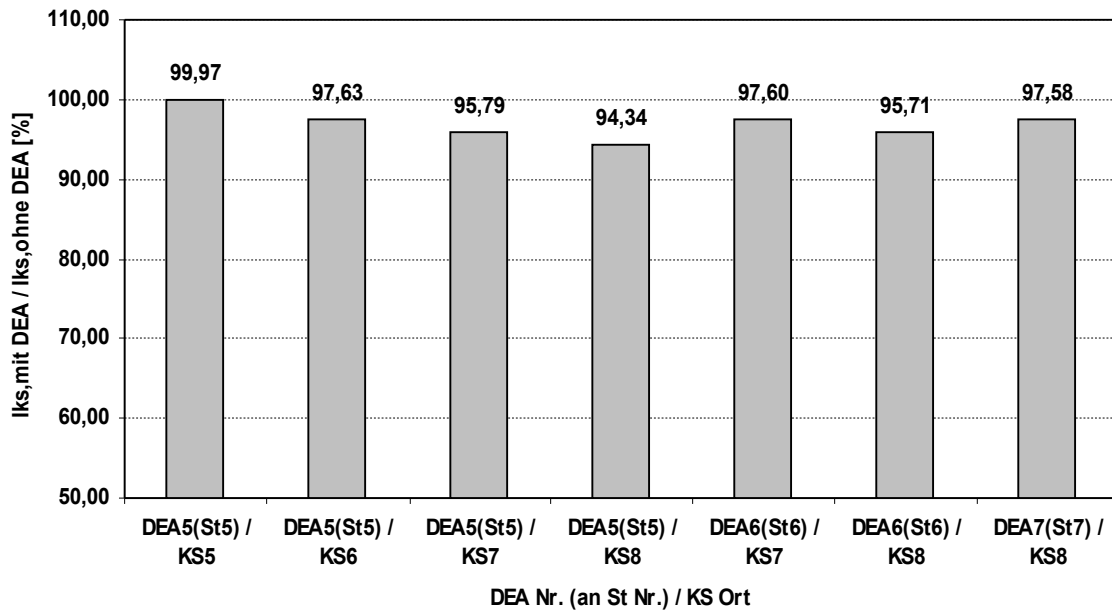


Bild 6.2: Berechnungsfall 2a: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort

Berechnungsfall 3a (Abschwächung)

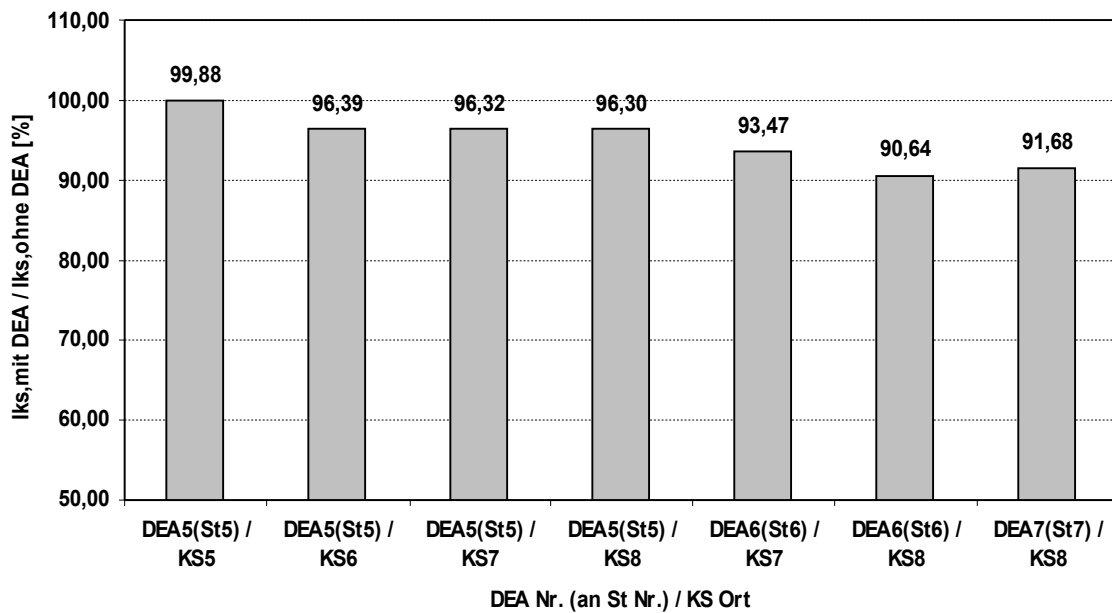


Bild 6.3: Berechnungsfall 3a: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort

Berechnungsfall 4a (Abschwächung)

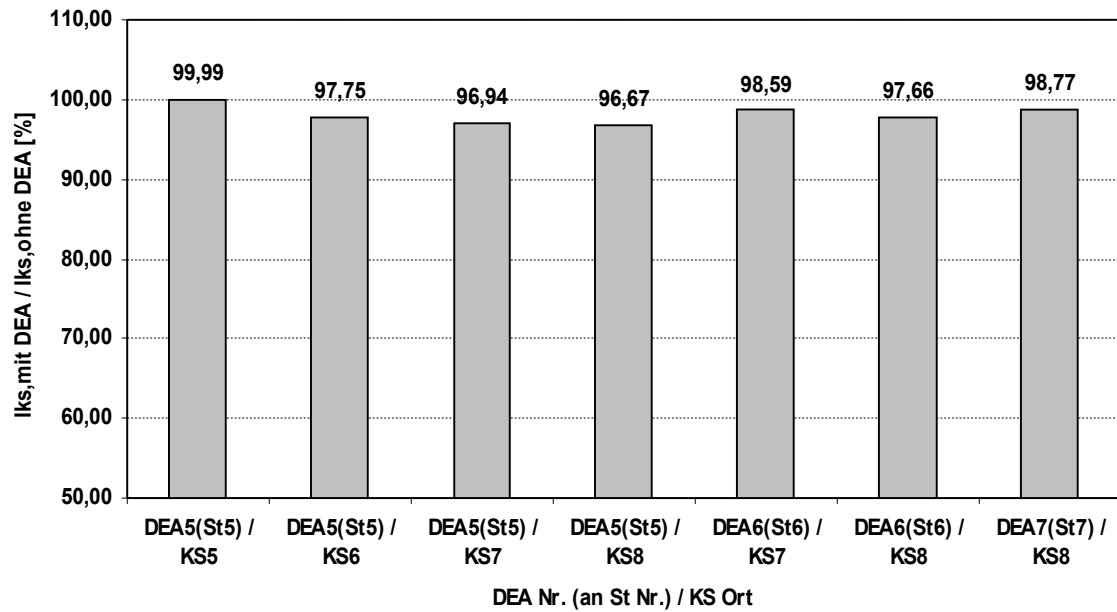


Bild 6.4: Berechnungsfall 4a: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort

Berechnungsfall 6a (Abschwächung)

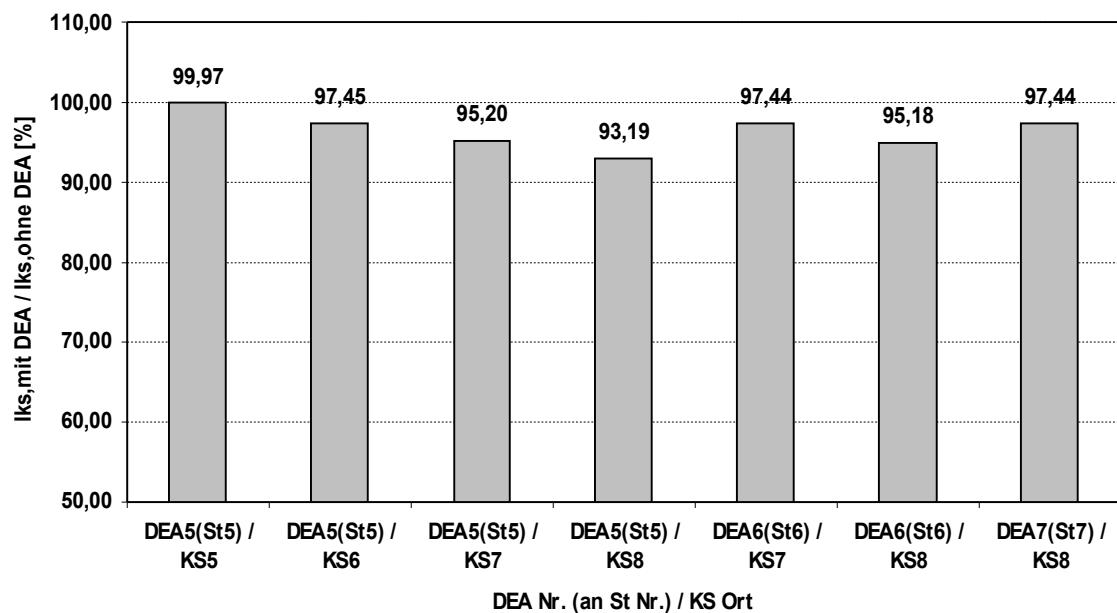


Bild 6.5: Berechnungsfall 6a: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort

Berechnungsfall 7a (Abschwächung)

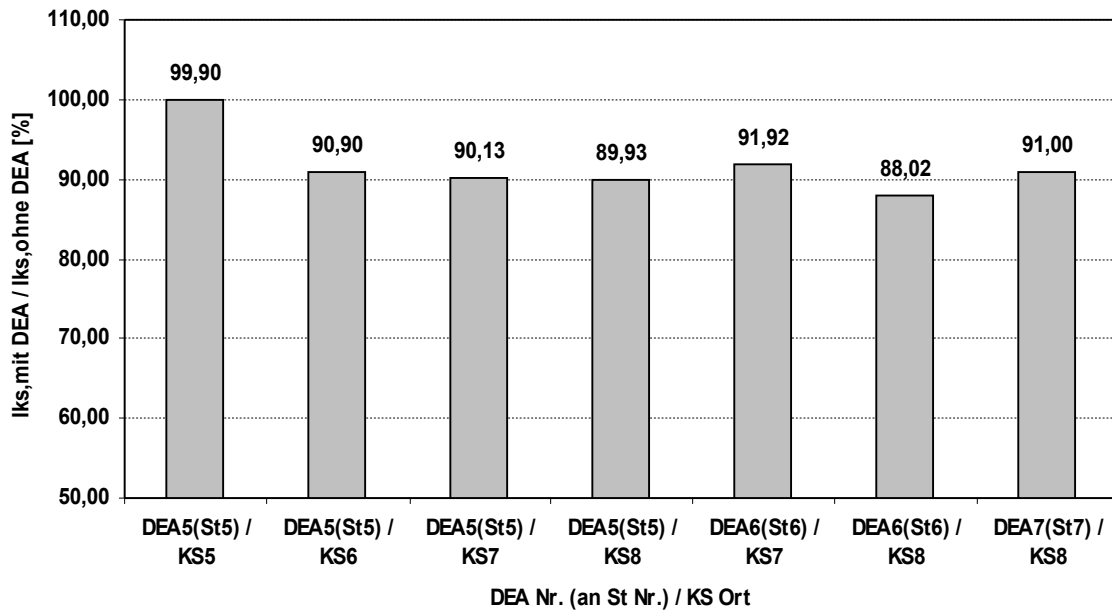


Bild 6.6: Berechnungsfall 7a: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort

Berechnungsfall 8a (Abschwächung)

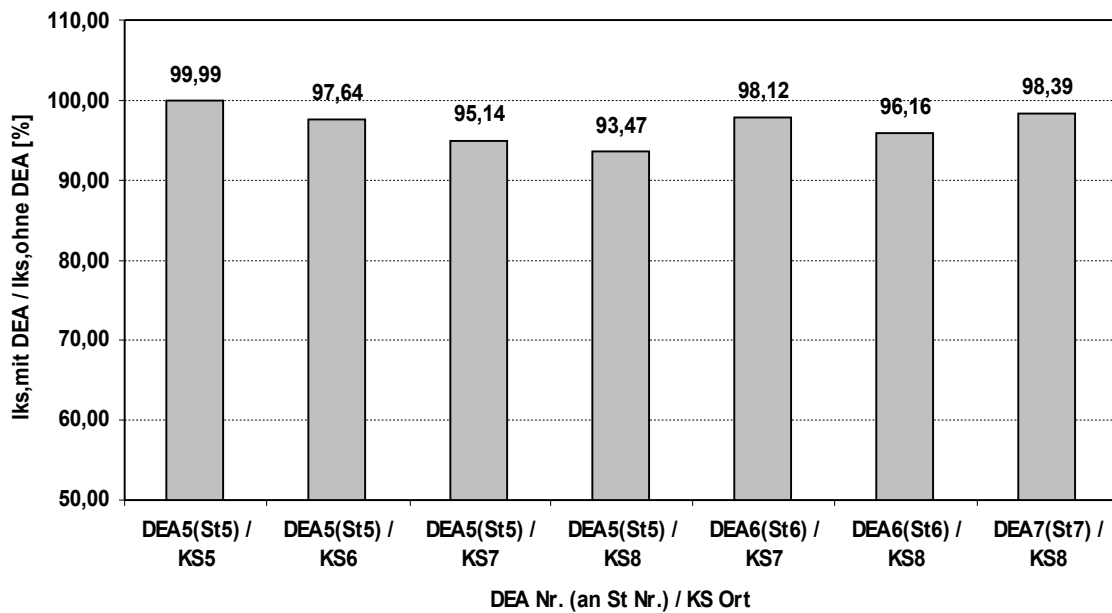


Bild 6.7: Berechnungsfall 8a: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort

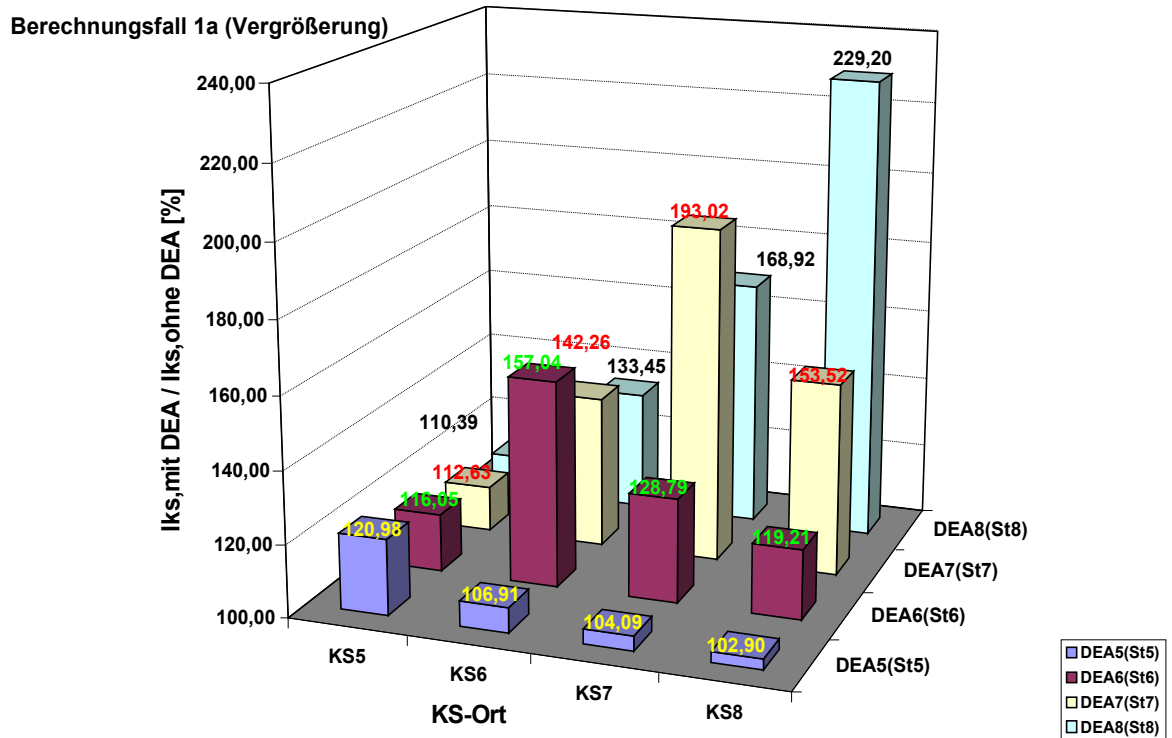


Bild 6.8: Berechnungsfall 1a: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort

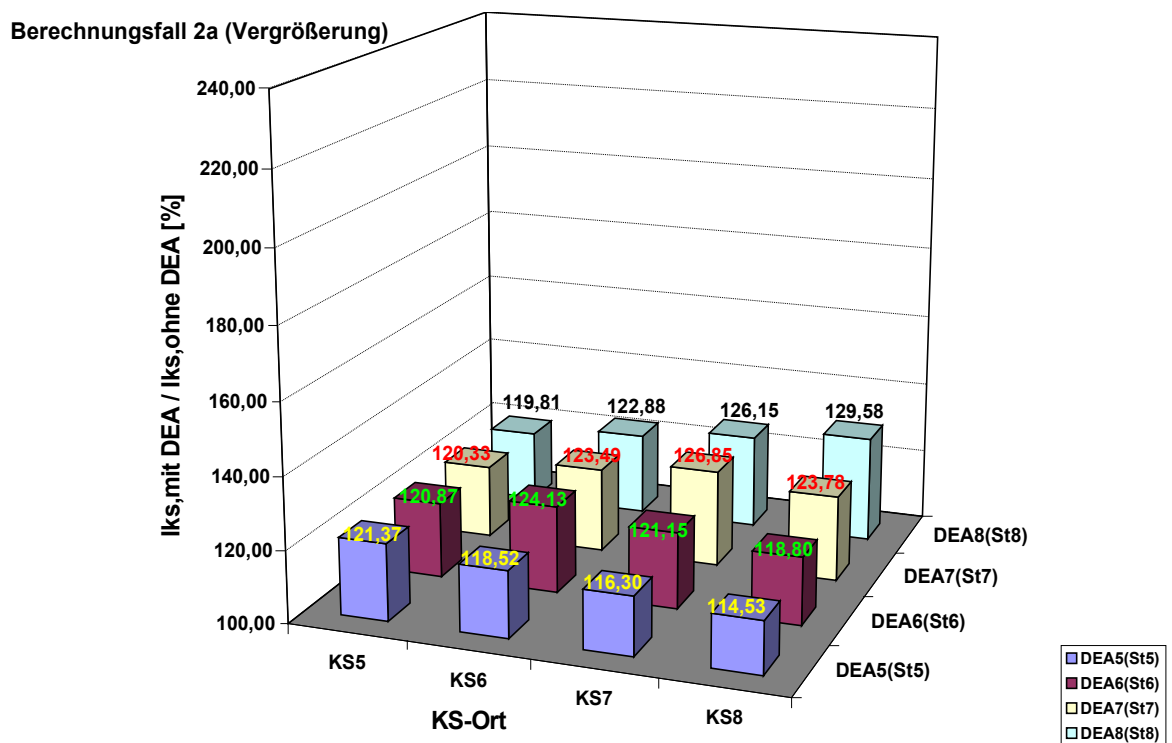


Bild 6.9: Berechnungsfall 2a: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort

Berechnungsfall 3a (Vergrößerung)

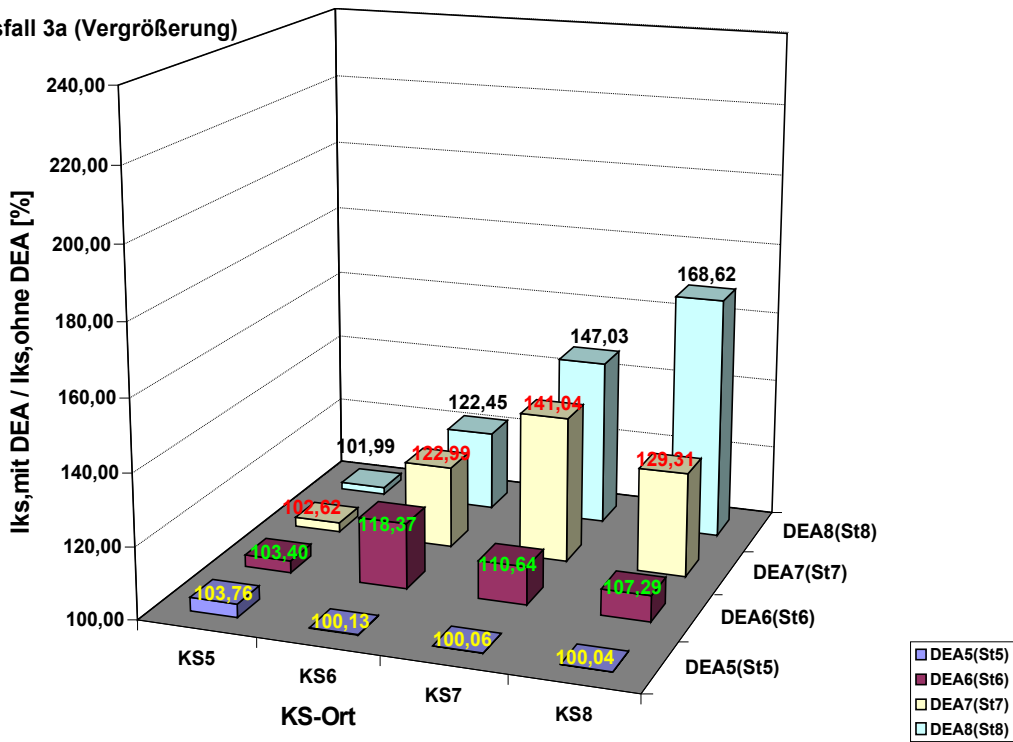


Bild 6.10: Berechnungsfall 3a: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort

Berechnungsfall 4a (Vergrößerung)

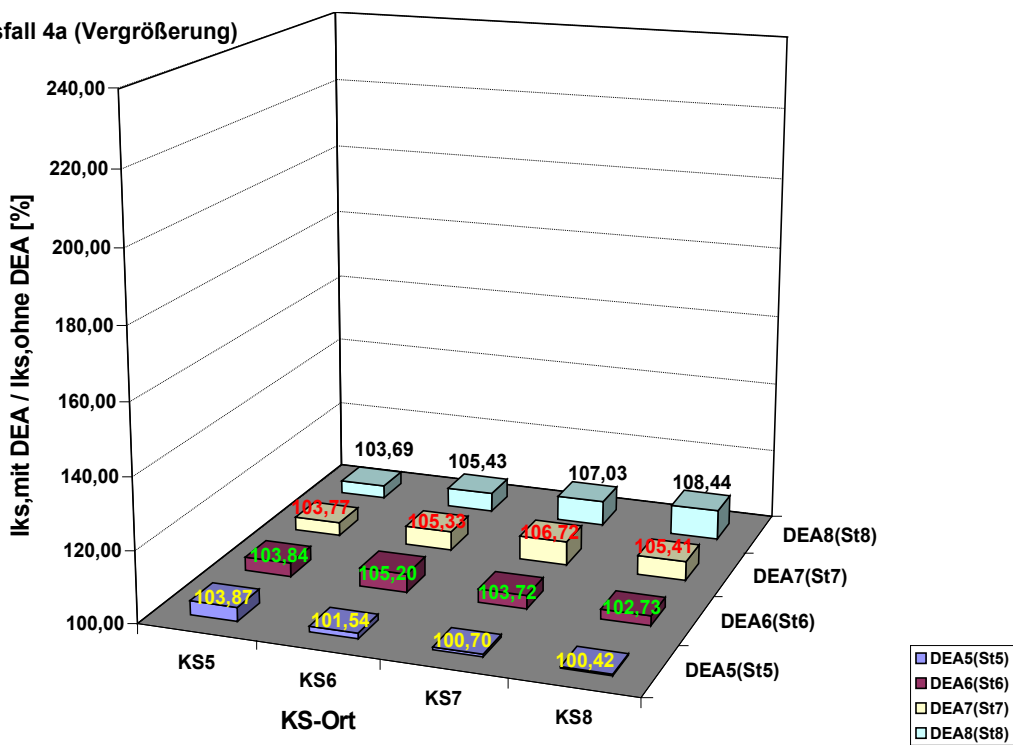


Bild 6.11: Berechnungsfall 4a: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort

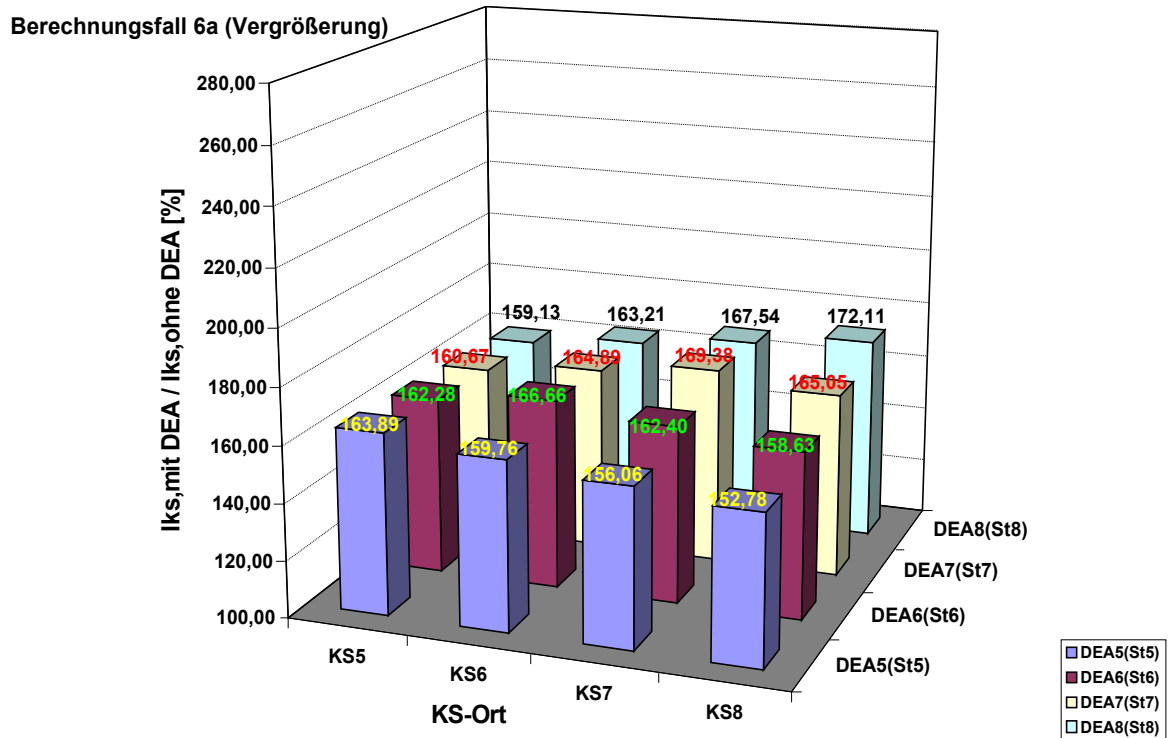


Bild 6.12: Berechnungsfall 6a: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort

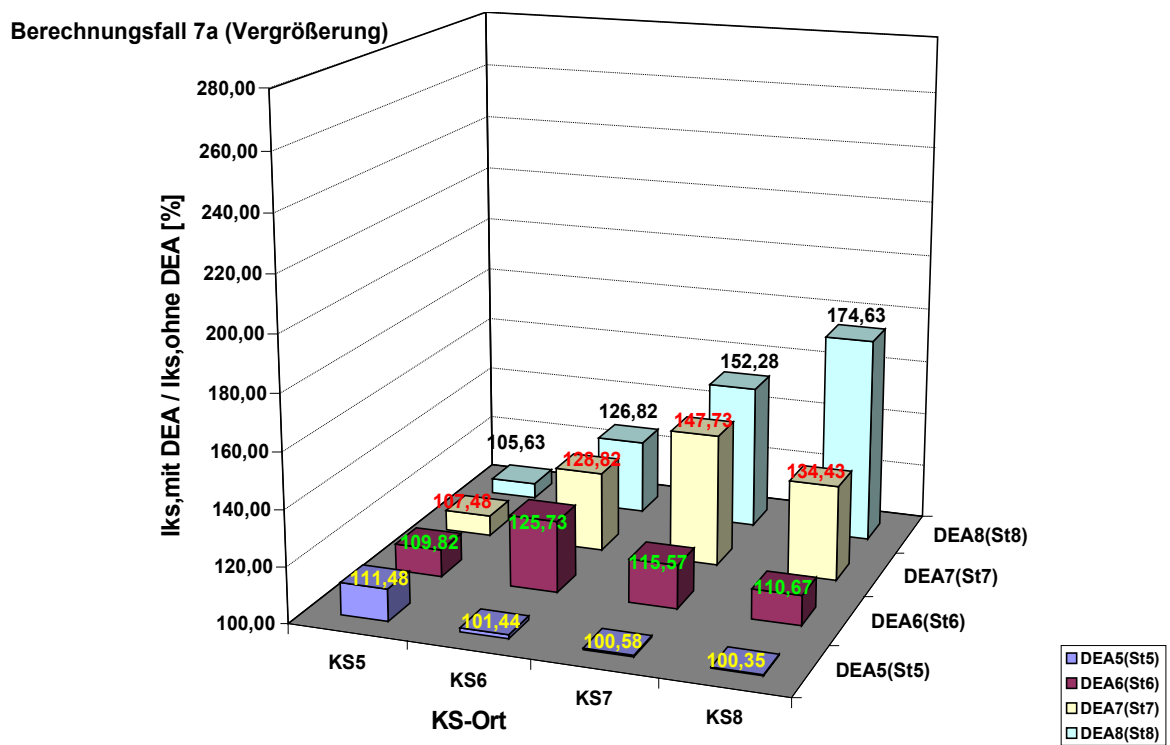


Bild 6.13: Berechnungsfall 7a: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort

Berechnungsfall 8a (Vergrößerung)

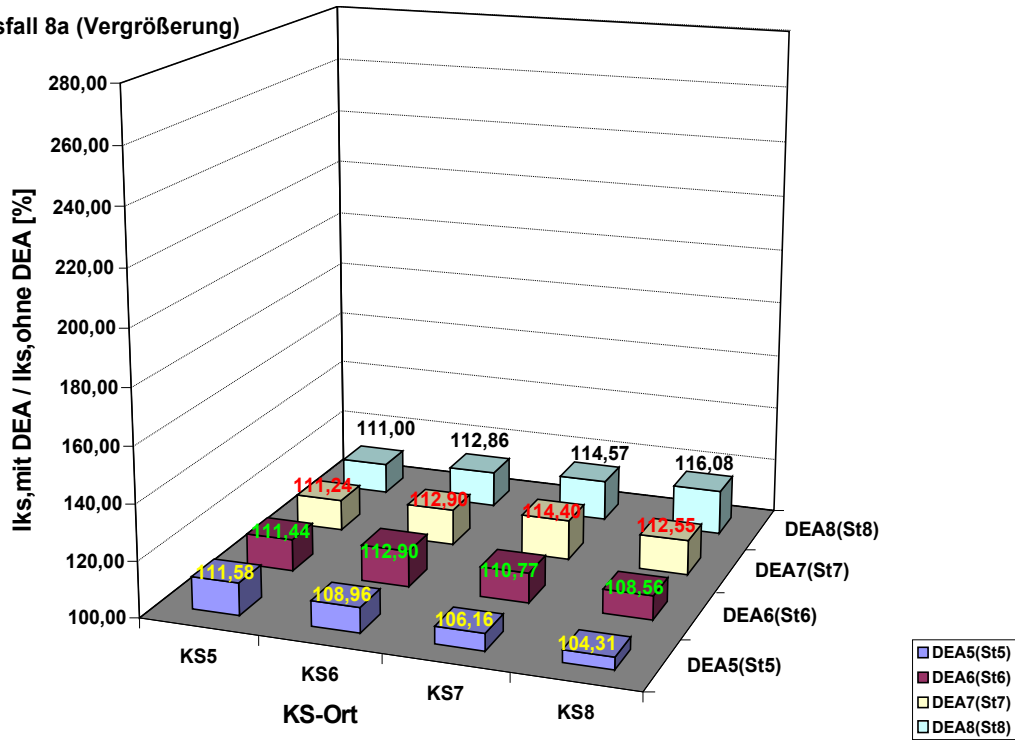


Bild 6.14: Berechnungsfall 8a: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort

Berechnungsfall 1a (Rückspeisung)

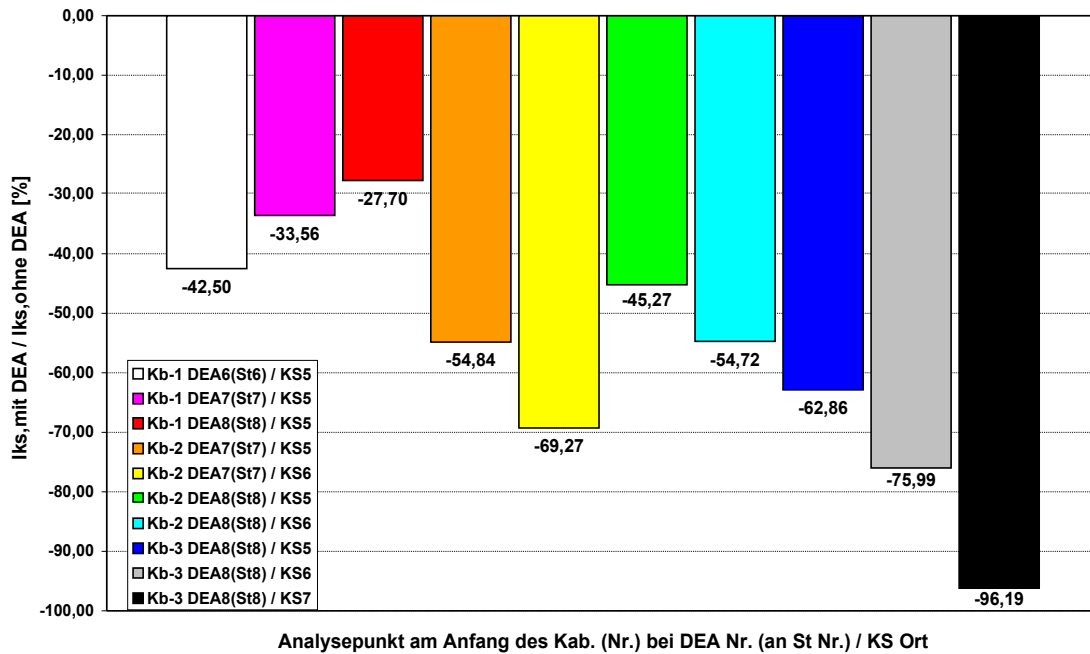


Bild 6.15: Berechnungsfall 1a: KS-Strom aus DEA von unten nach oben

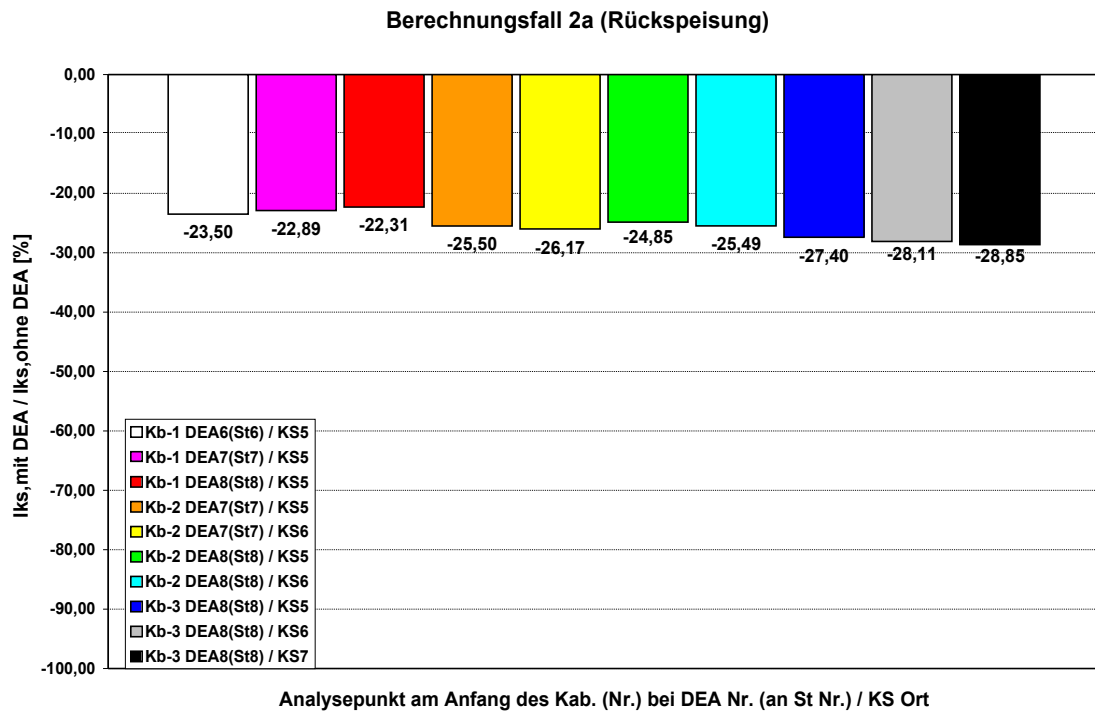


Bild 6.16: Berechnungsfall 2a: KS-Strom aus DEA von unten nach oben

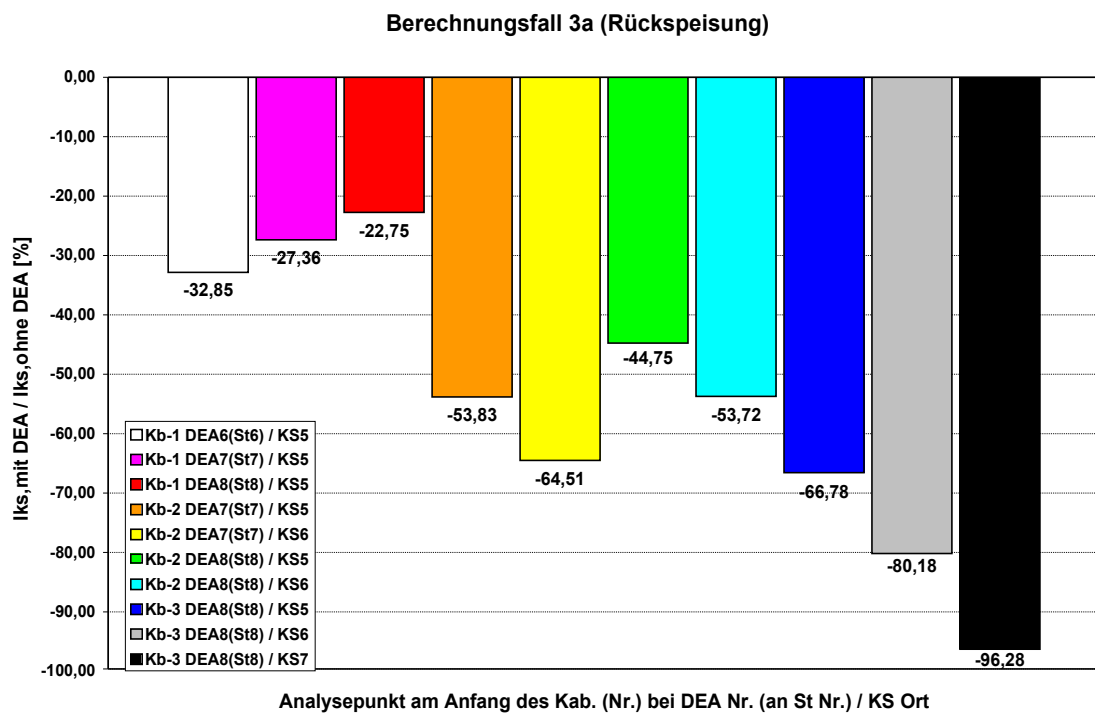


Bild 6.17: Berechnungsfall 3a: KS-Strom aus DEA von unten nach oben

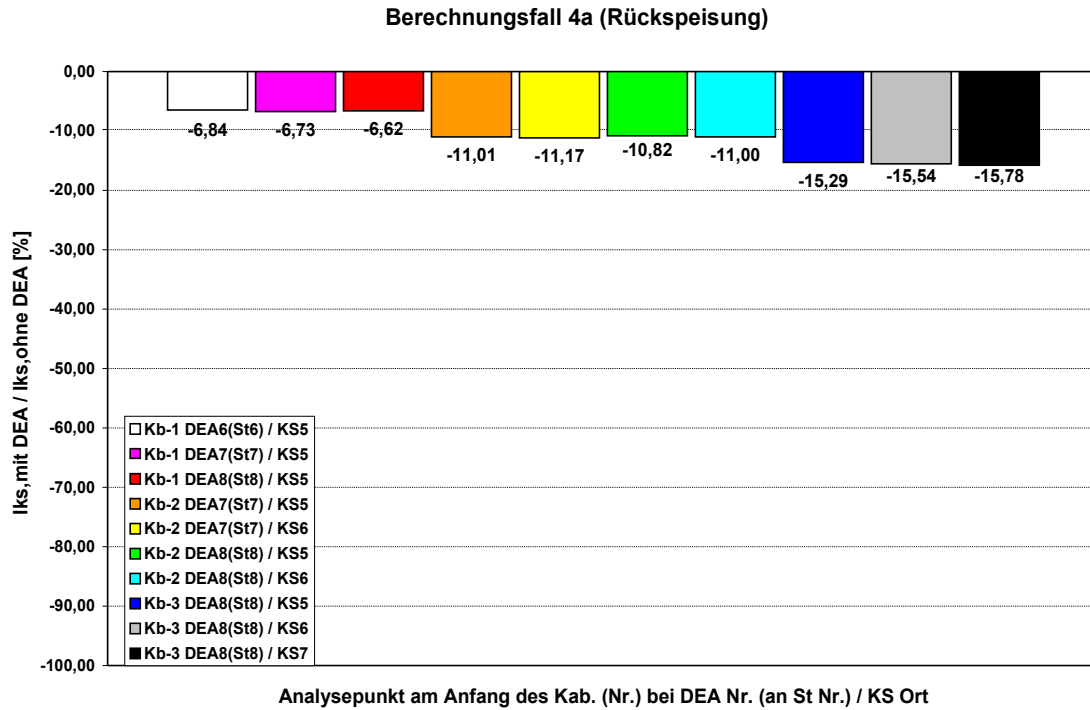


Bild 6.18: Berechnungsfall 4a: KS-Strom aus DEA von unten nach oben

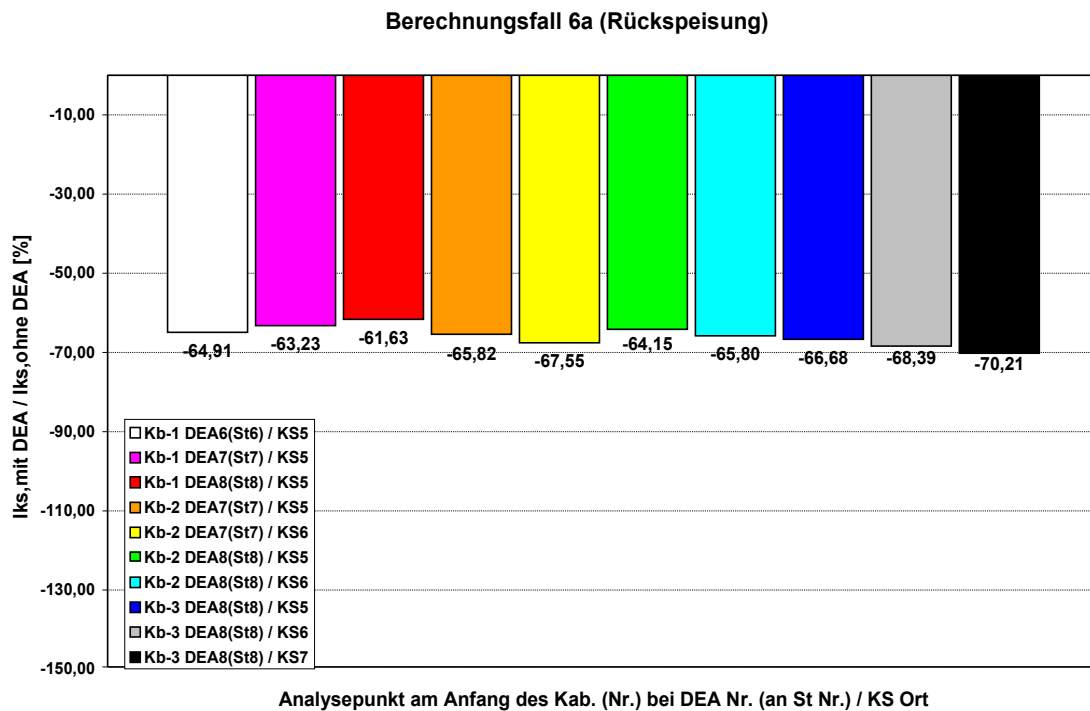


Bild 6.19: Berechnungsfall 6a: KS-Strom aus DEA von unten nach oben

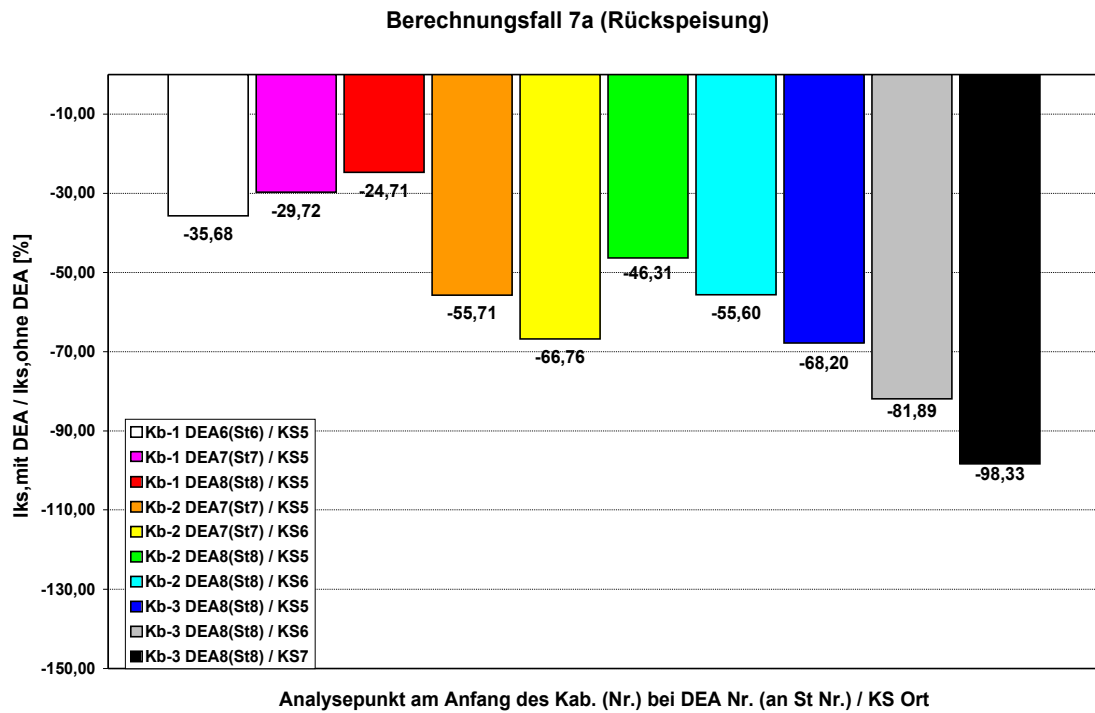


Bild 6.20: Berechnungsfall 7a: KS-Strom aus DEA von unten nach oben

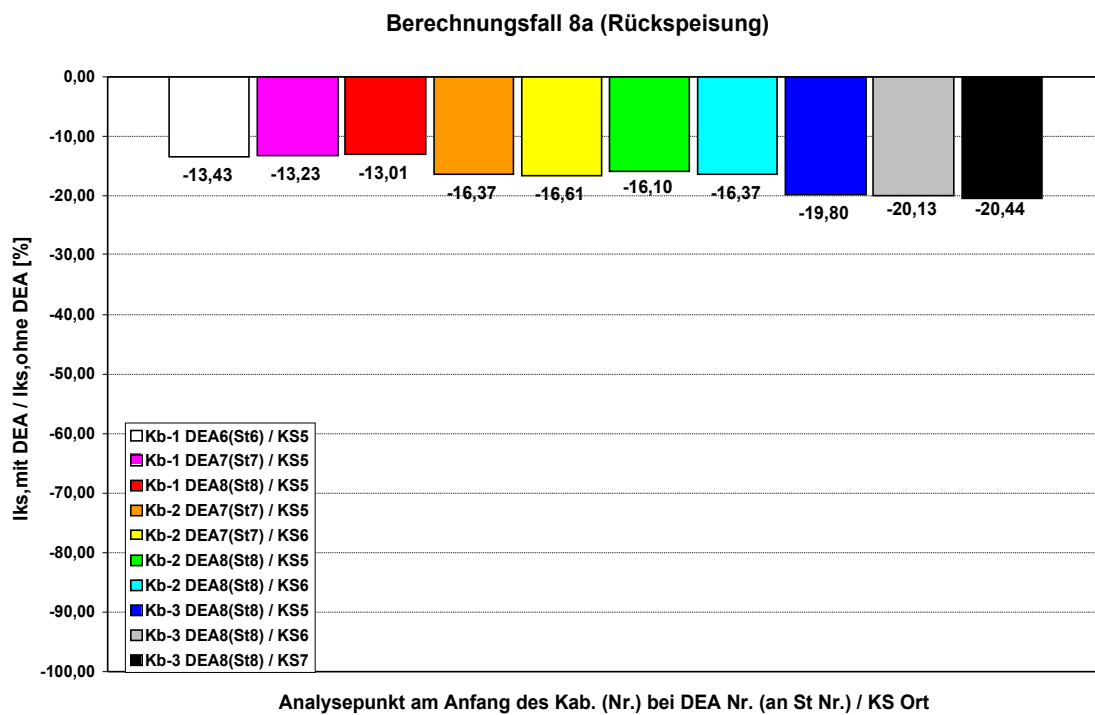


Bild 6.21: Berechnungsfall 8a: KS-Strom aus DEA von unten nach oben

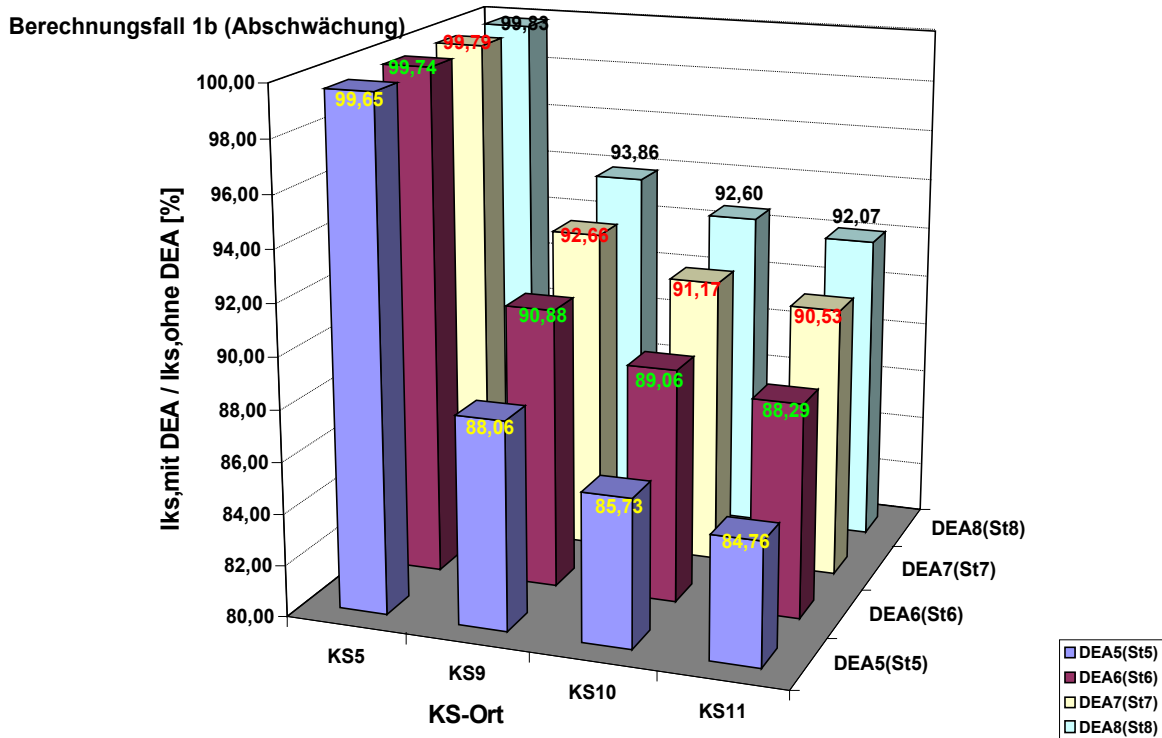


Bild 6.22: Berechnungsfall 1b: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort

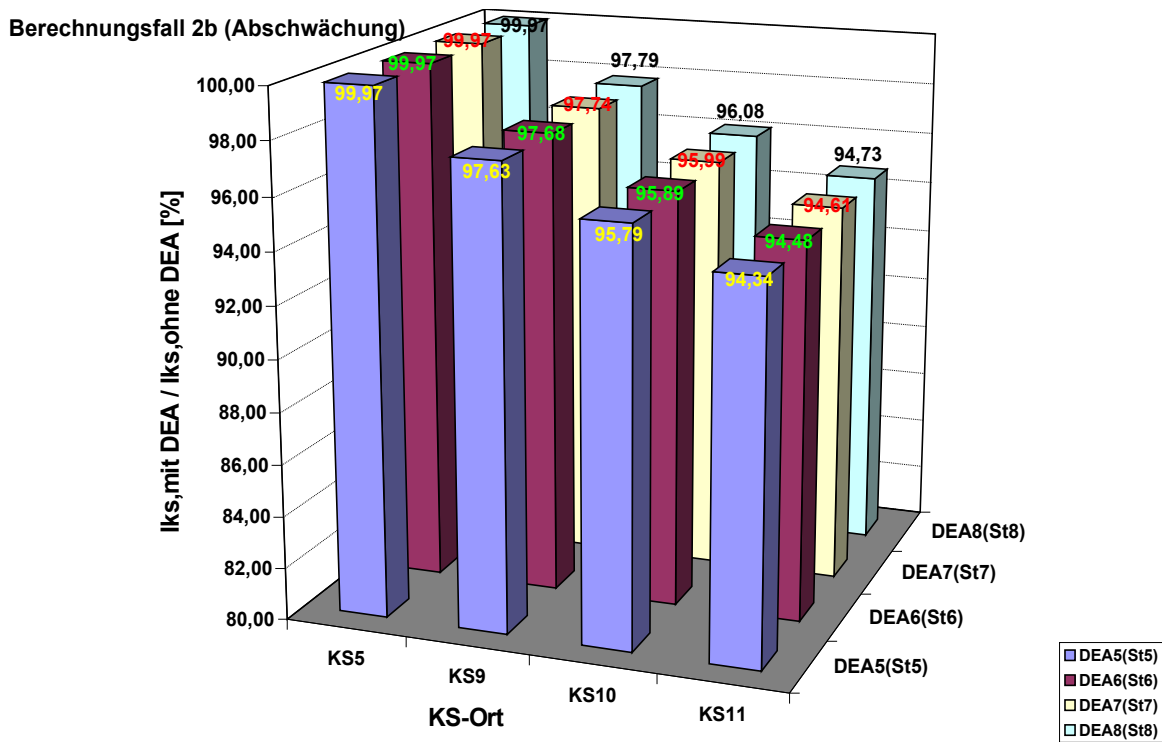


Bild 6.23: Berechnungsfall 2b: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort

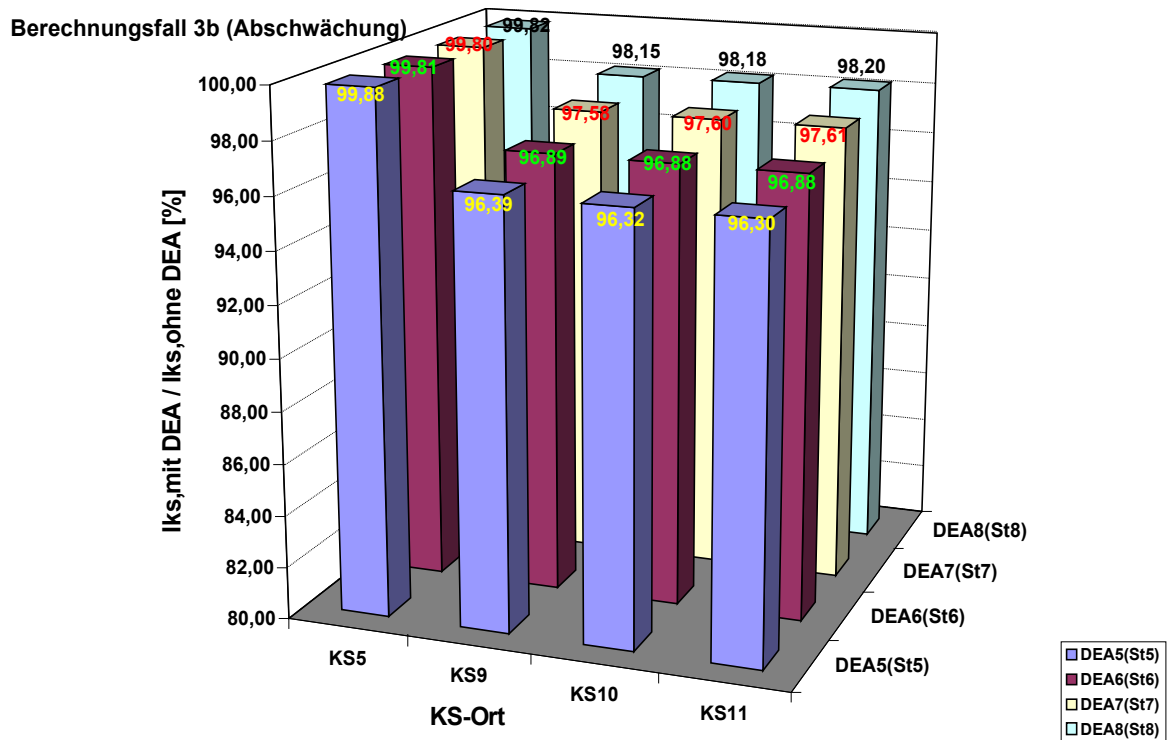


Bild 6.24: Berechnungsfall 3b: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort

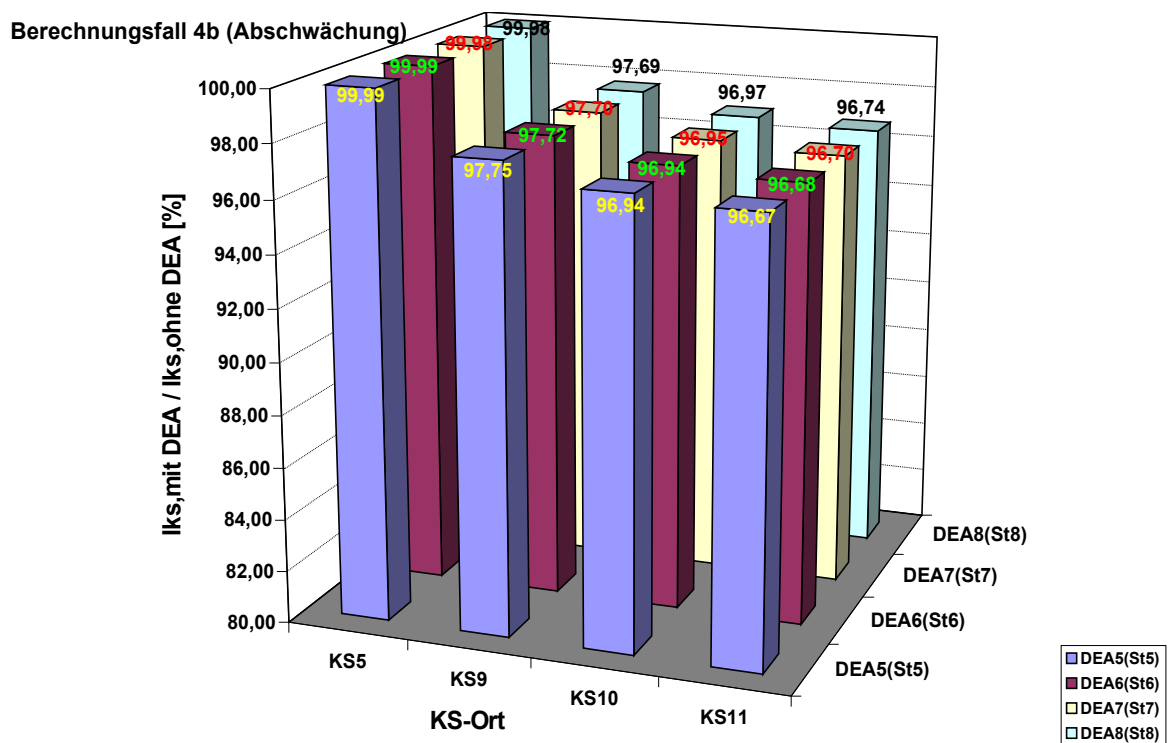


Bild 6.25: Berechnungsfall 4b: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort

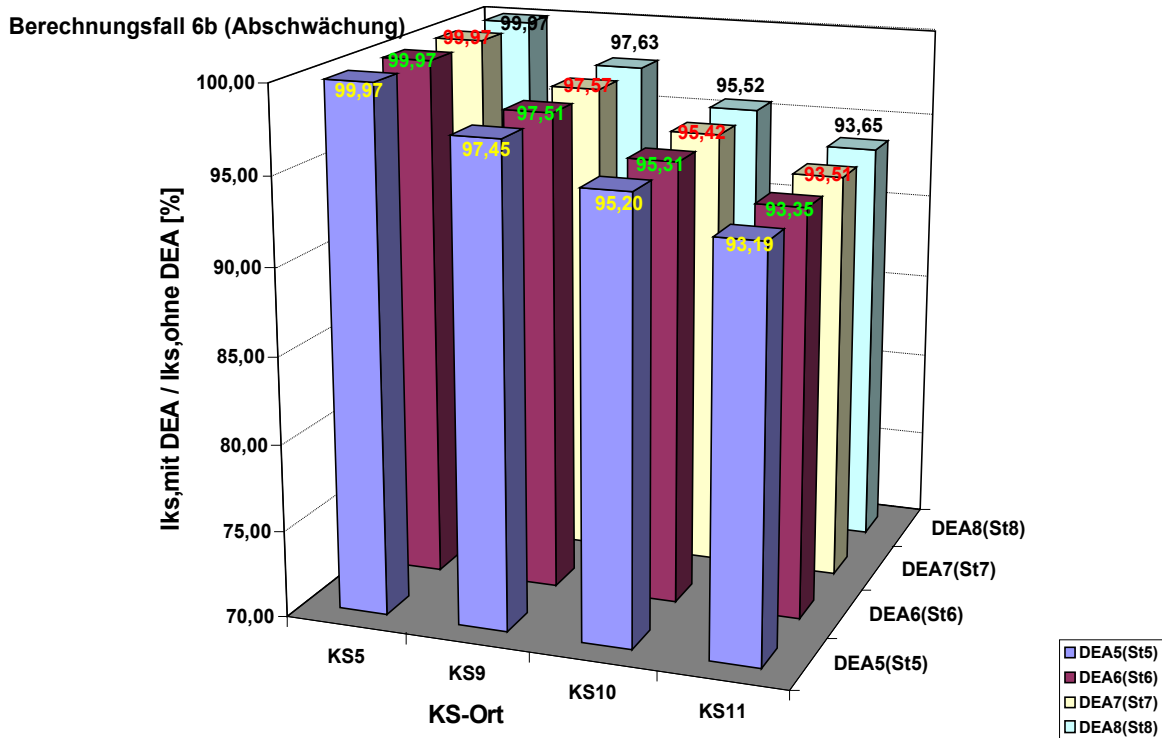


Bild 6.26: Berechnungsfall 6b: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort

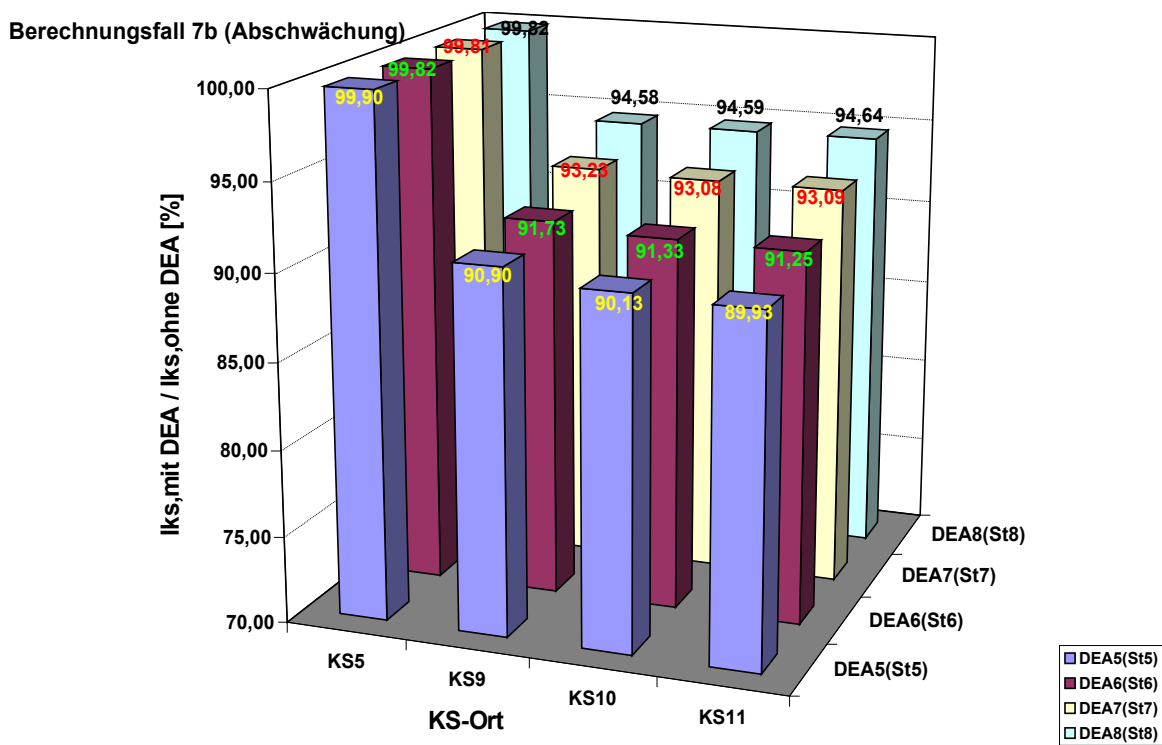


Bild 6.27: Berechnungsfall 7b: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort

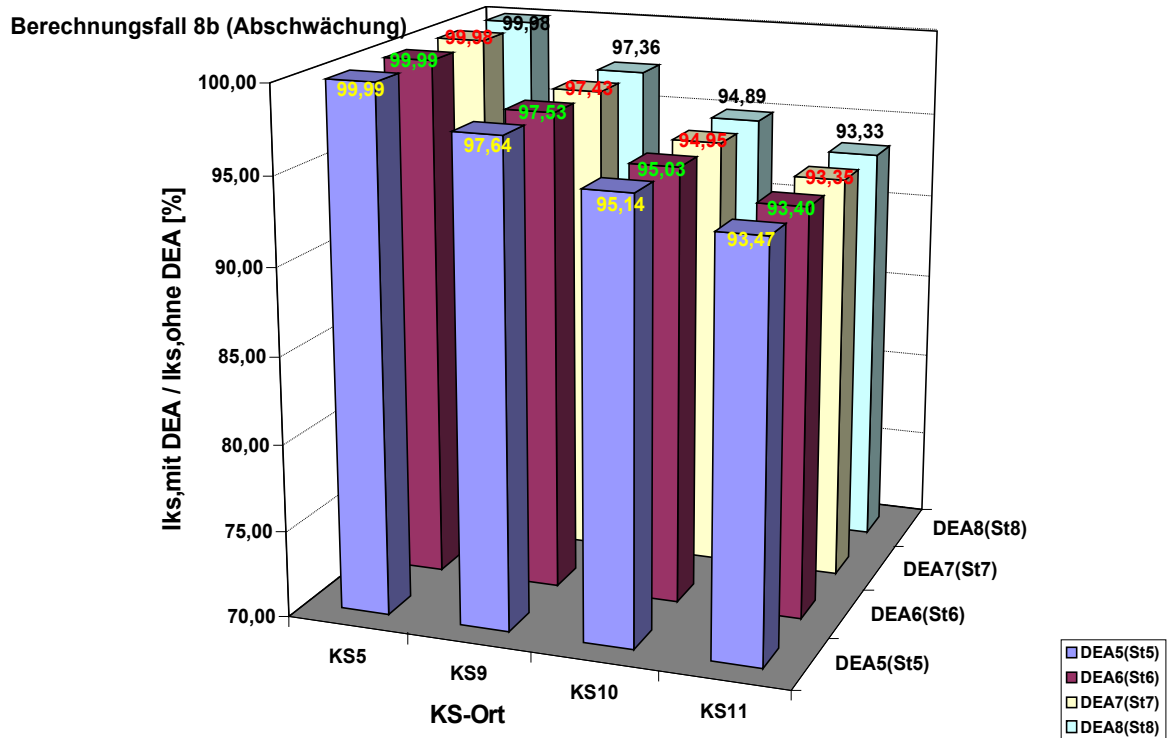


Bild 6.28: Berechnungsfall 8b: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort

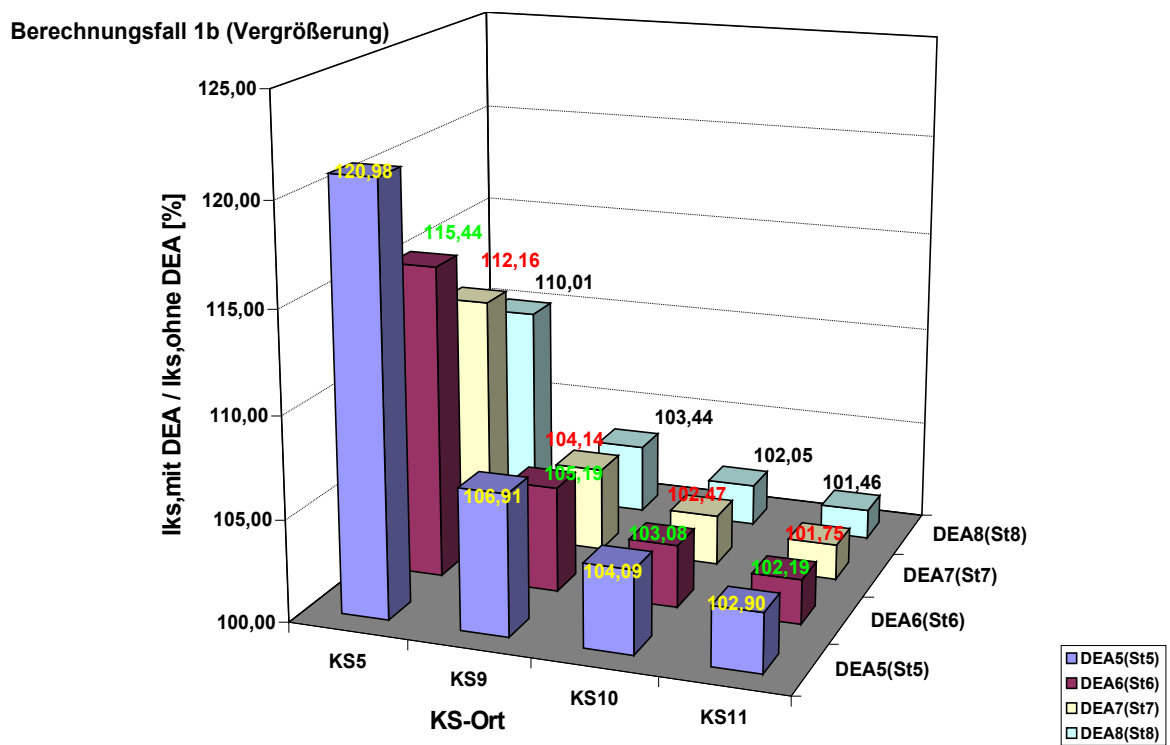


Bild 6.29: Berechnungsfall 1b: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort

Berechnungsfall 2b (Vergrößerung)

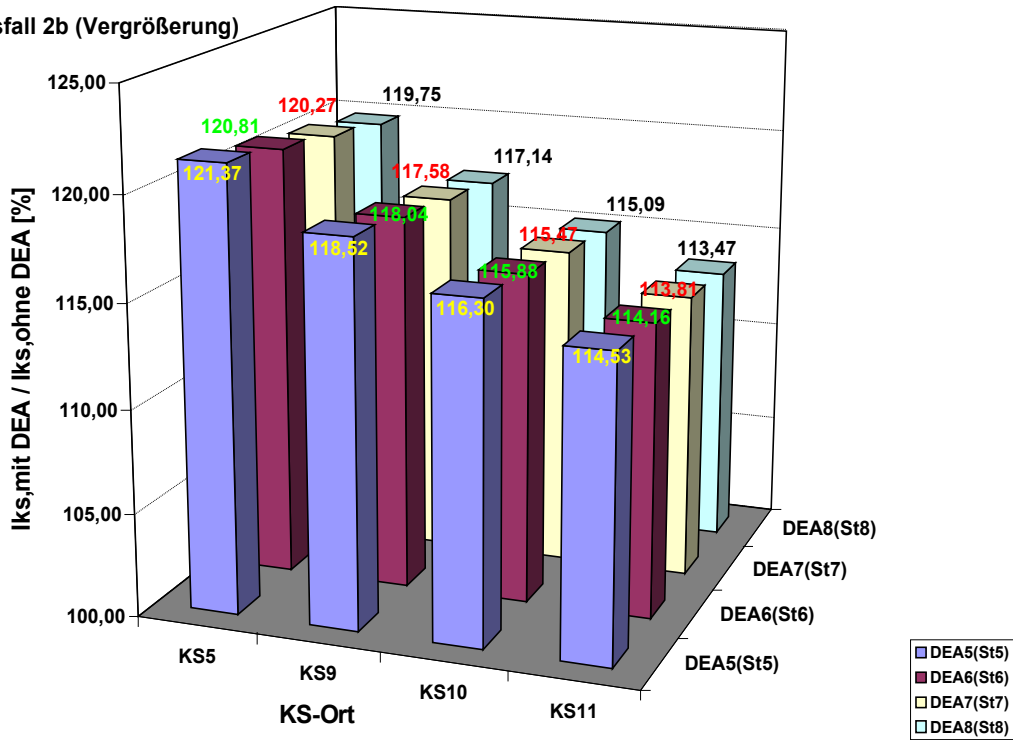


Bild 6.30: Berechnungsfall 2b: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort

Berechnungsfall 3b (Vergrößerung)

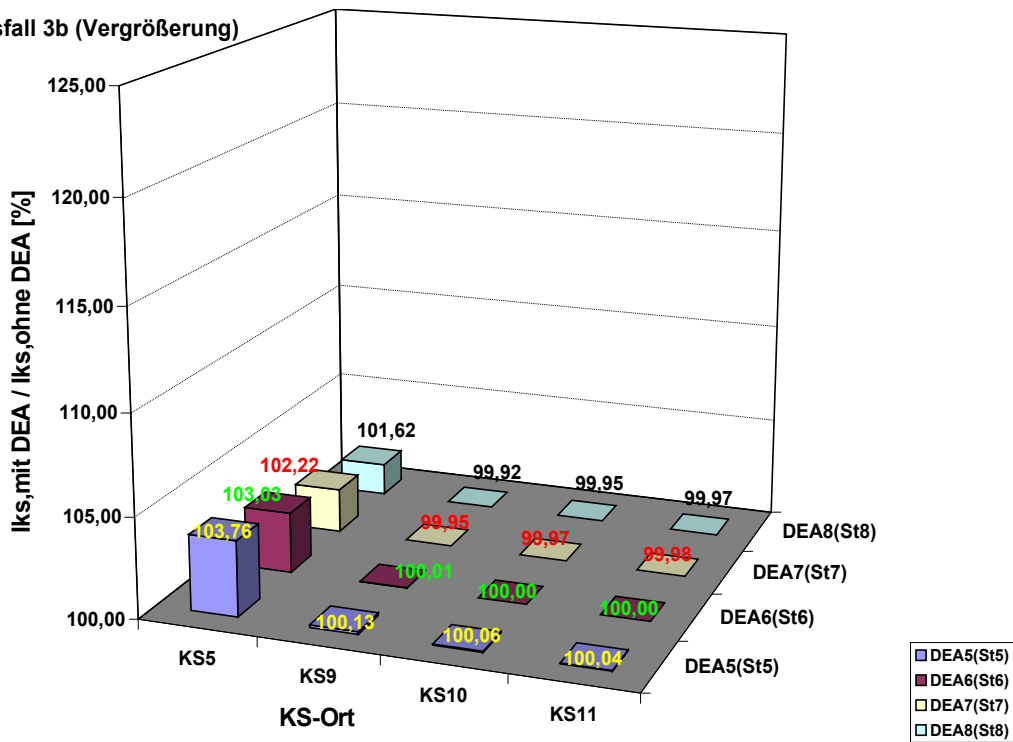


Bild 6.31: Berechnungsfall 3b: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort

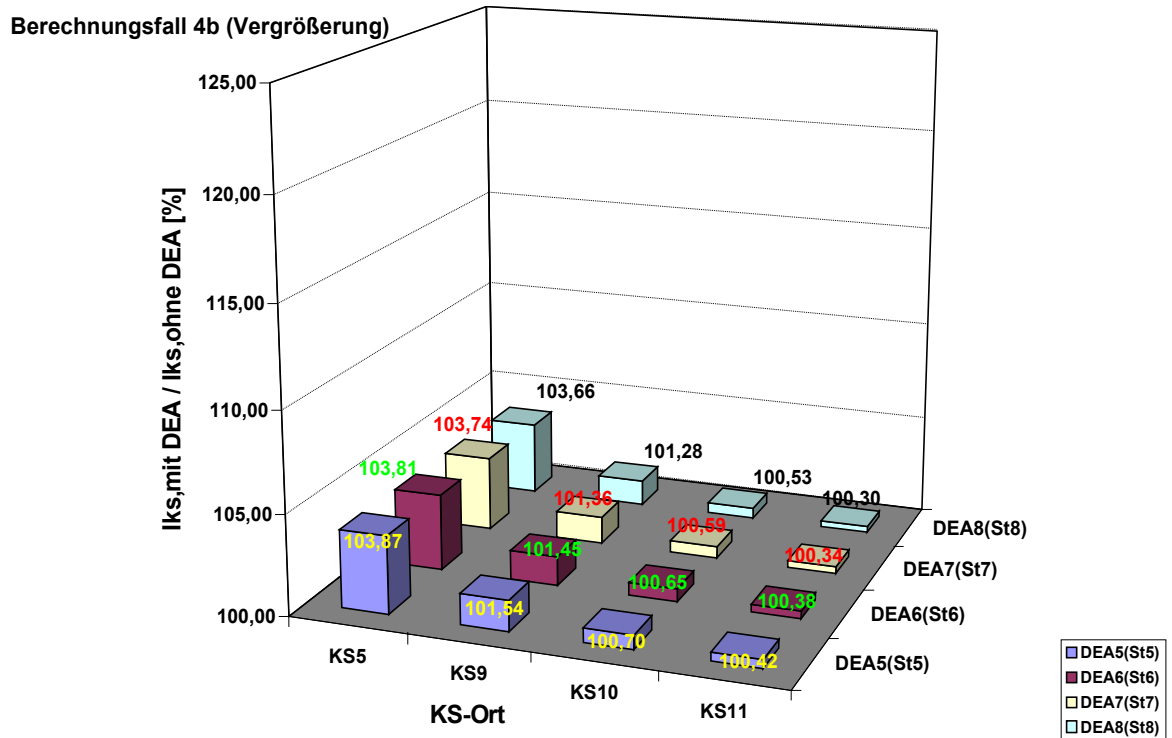


Bild 6.32: Berechnungsfall 4b: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort

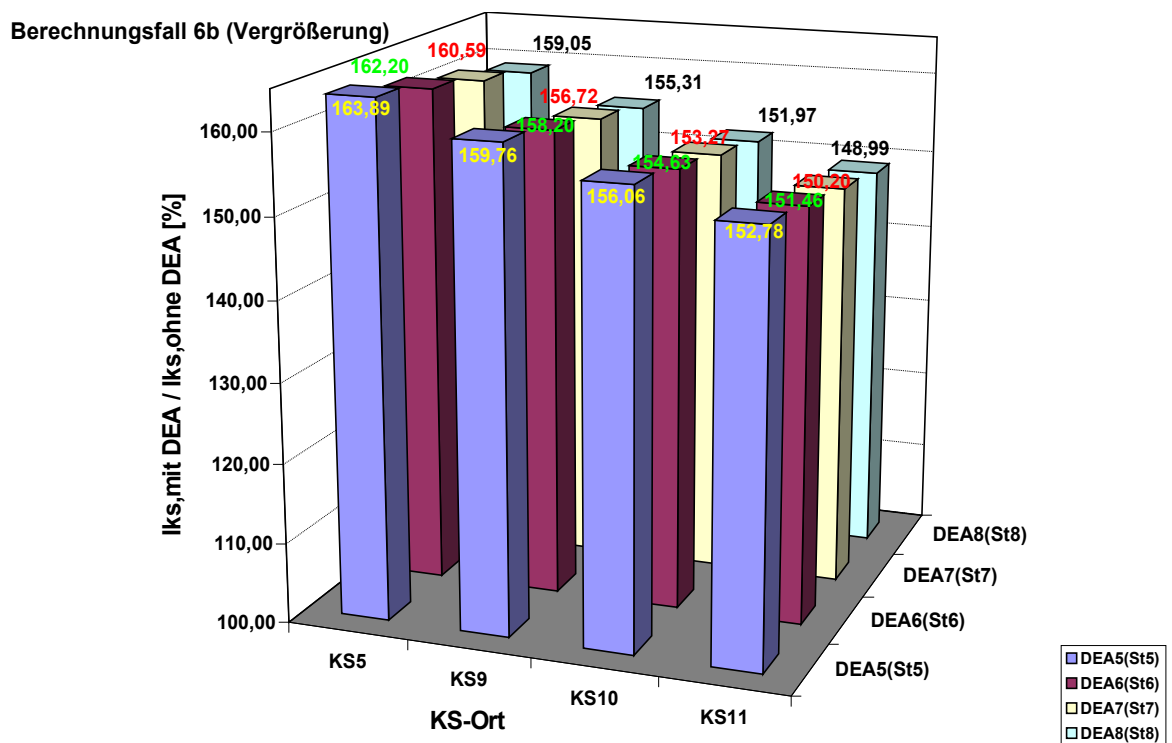


Bild 6.33: Berechnungsfall 6b: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort

Berechnungsfall 7b (Vergrößerung)

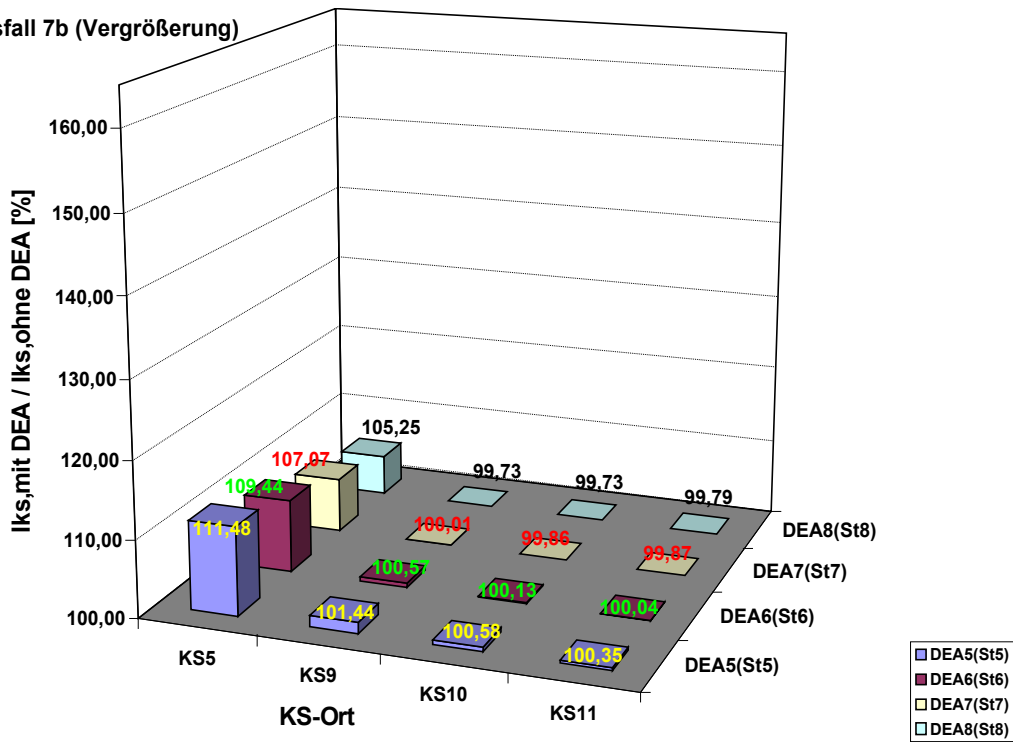


Bild 6.34: Berechnungsfall 7b: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort

Berechnungsfall 8b (Vergrößerung)

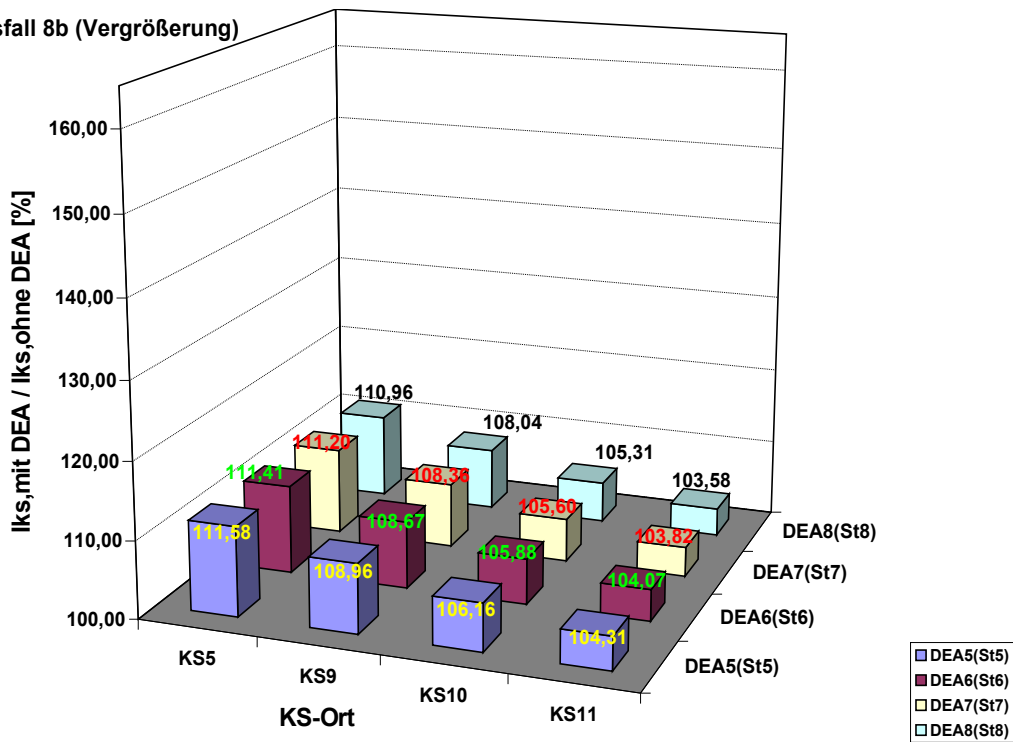


Bild 6.35: Berechnungsfall 8b: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort

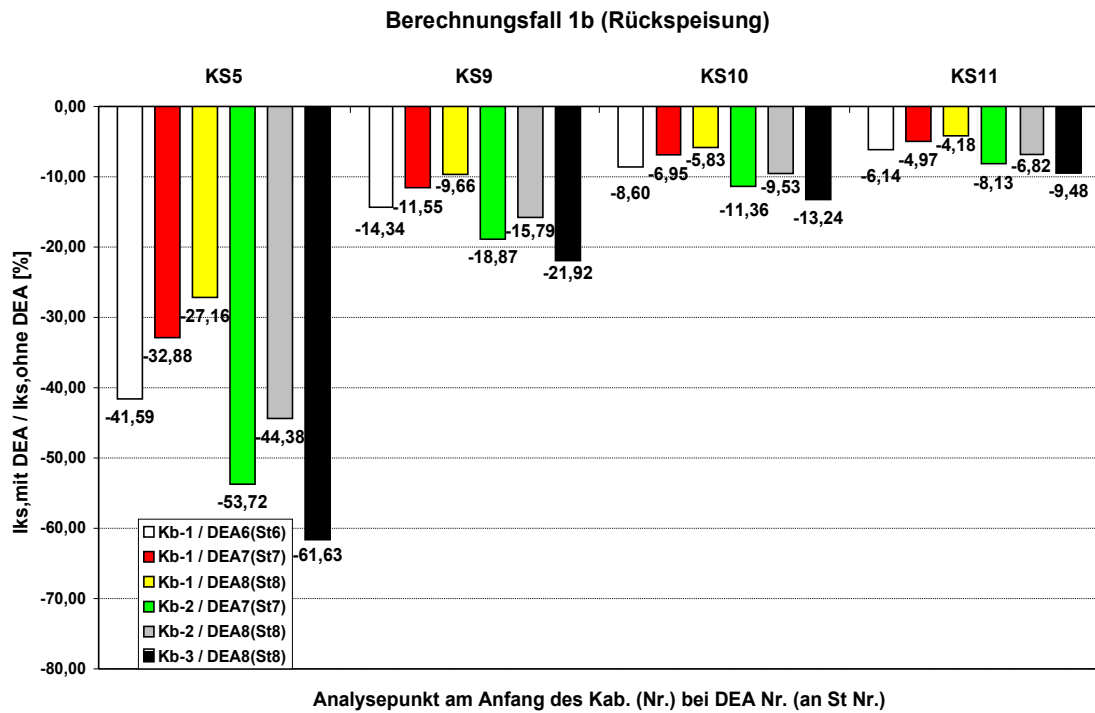


Bild 6.36: Berechnungsfall 1b: KS-Strom aus DEA von unten nach oben

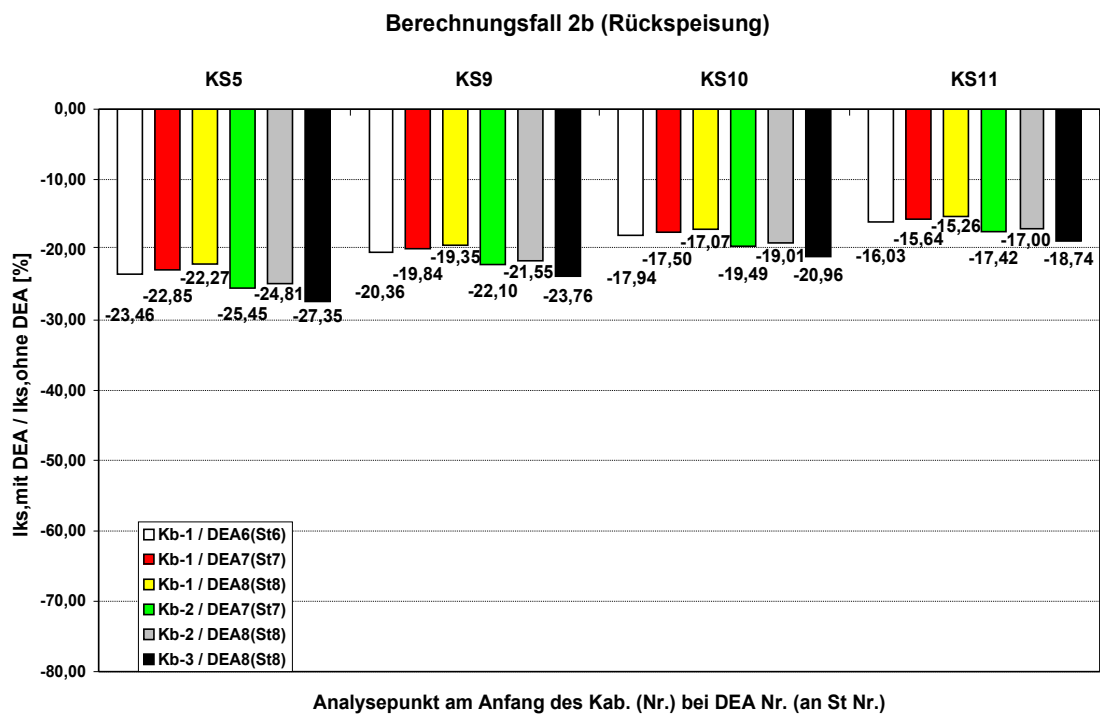


Bild 6.37: Berechnungsfall 2b: KS-Strom aus DEA von unten nach oben

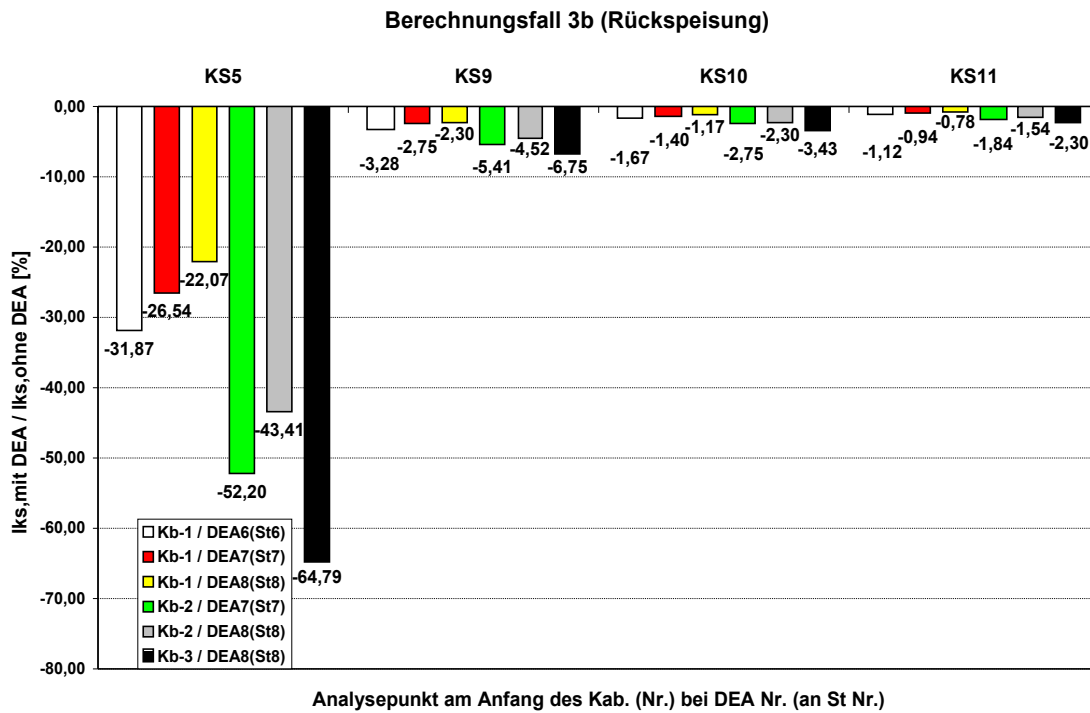


Bild 6.38: Berechnungsfall 3b: KS-Strom aus DEA von unten nach oben

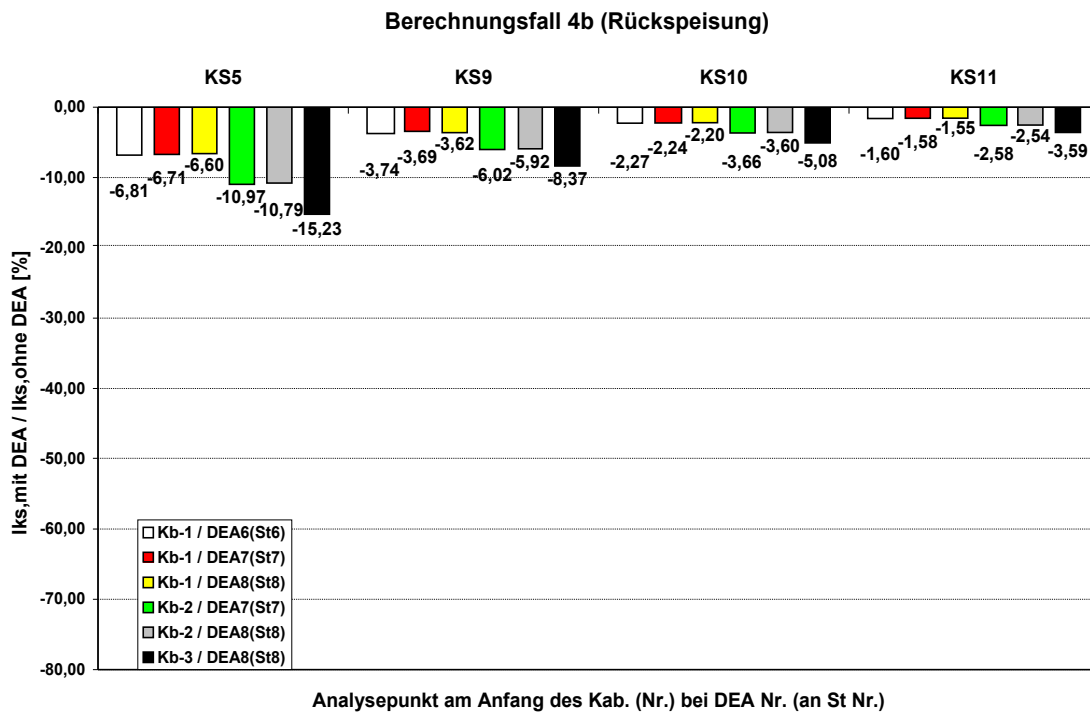


Bild 6.39: Berechnungsfall 4b: KS-Strom aus DEA von unten nach oben

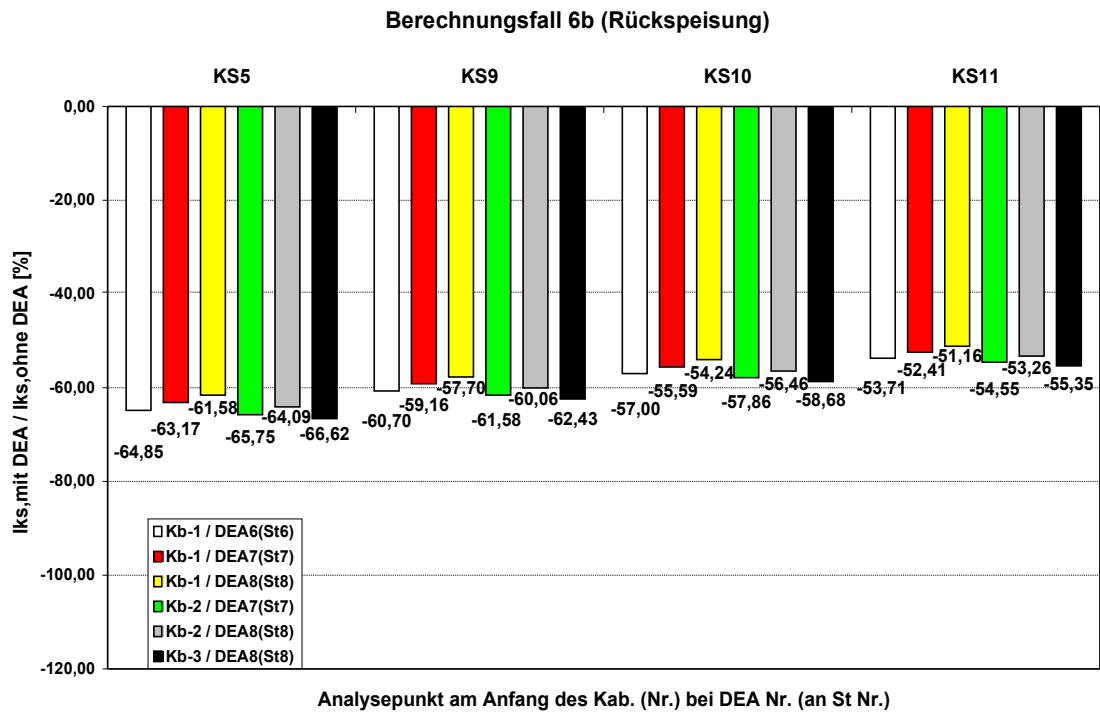


Bild 6.40: Berechnungsfall 6b: KS-Strom aus DEA von unten nach oben

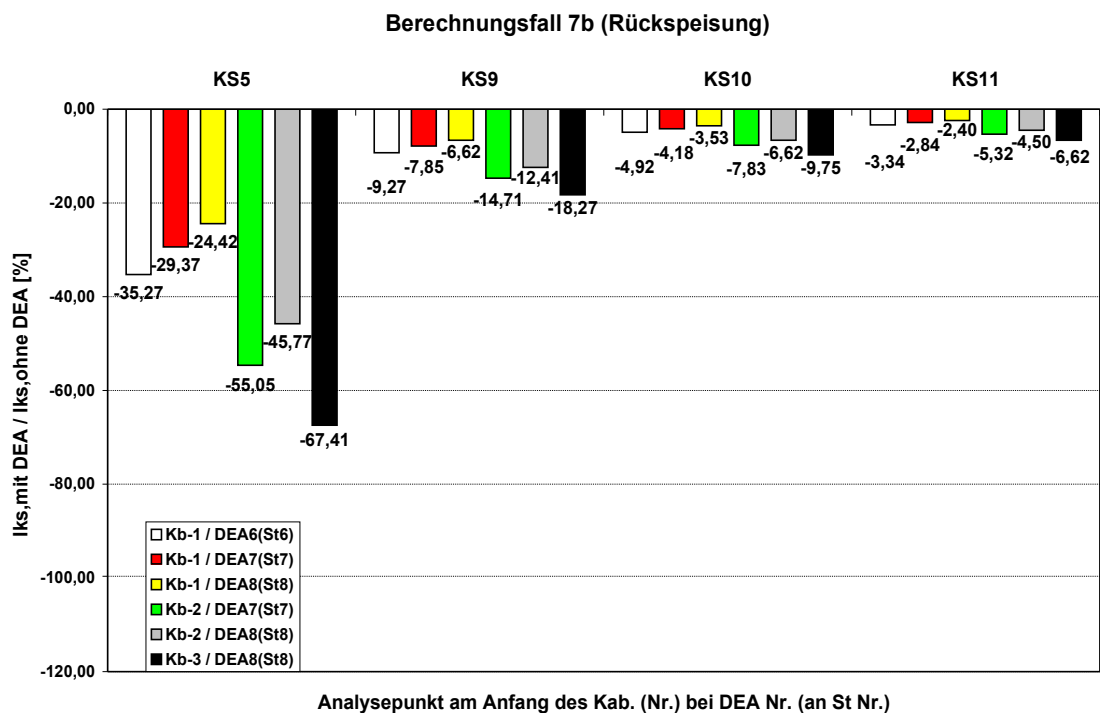


Bild 6.41: Berechnungsfall 7b: KS-Strom aus DEA von unten nach oben

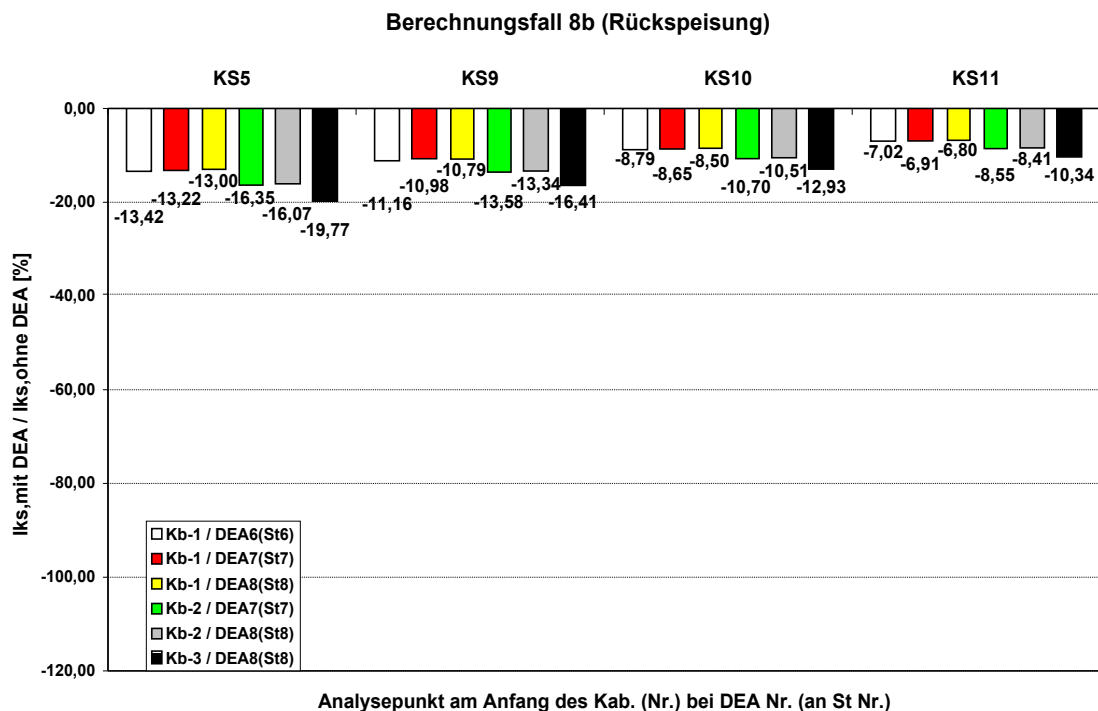


Bild 6.42: Berechnungsfall 8b: KS-Strom aus DEA von unten nach oben

A.2 Datenbasis für das MIDR

Für die Daten, auf welche das MIDR für Zwecke der Anpassung der Netzschutzeinstellungen zugreift, wurde eine strukturierte Datenbasis festgelegt. Sie enthält die elektrischen Daten der Betriebsmittel (Transformatoren, Motoren, Kabel) sowie die Schutzparameter der einzelnen Schutzgeräte. Die Datenbasis wurde in einer Microsoft Access Datenbank erfasst und kann durch geeignete „Datenbank-Sprachen“ wie z.B. MySQL abgerufen bzw. bearbeitet werden.

Die Informationen werden in dieser Datenbank nach einer festgelegten Struktur gespeichert. Dabei werden die Daten in Datensätzen zusammengefasst, die durch entsprechende Felder gekennzeichnet und gegliedert sind. Das Bild 6.43 stellt die Struktur der Datensätze dar.

tbl_schutzparameter : Tabelle			
	Feldname	Felddatatype	Beschreibung
	ID	AutoWert	
	Netz	Zahl	1: Teilnetz 1 ; 2: Teilnetz 2; 3: Teilnetz 3
	Trafo_aktiv	Ja/Nein	Kennlinie der Transformator (aktiviert/deaktiviert)
	Trafo_Sn	Zahl	Nennscheinleistung in kVA
	Trafo_Uos	Zahl	Nennspannung (oberspannung) in kV
	Trafo_Uus	Zahl	Nennspannung (unterspannung) in kV
	Trafo_In_prim	Zahl	Nennstrom (oberspannung) in A
	Trafo_In_sek	Zahl	Nennstrom (unterspannung) in A
	Trafo_Uk	Zahl	Kurzschlussspannung in %
	Trafo_Irush	Zahl	Inrush-strom in A
	Trafo_crush	Zahl	Zeitkonstante in s
	Motor_aktiv	Ja/Nein	Kennlinie des Motors (aktiviert/deaktiviert)
	Motor_In	Zahl	Nennstrom in A
	Motor_IaIn	Zahl	Verhältnis Anlaufstrom zu Nennstrom
	Motor_ta	Zahl	Anlaufzeit in t
	Kabel_aktiv	Ja/Nein	Kennlinie des Kabels (aktiviert/deaktiviert)
	Kabel_t	Zahl	Thermische Schmelzzeit in s
	Kabel_I	Zahl	Thermische Schmelzstrom in A
	Netz_In	Zahl	Nennstrom in A
	Netz_UK	Zahl	Überstromfaktor K>
	Netz_KSK	Zahl	Kurzschlussfaktor $K > > = x * K_S$ -Strom
	Netz_KSt	Zahl	Kurzschluss-Auslösezeit in s
	Netz_Kmin	Zahl	minimaler Gesamt-KS-Strom
	NS_LTG_aktiv	Ja/Nein	Schalter NS_LTG (aktiv/pasiv)
	NS_LTG_Kennlinie_auto	Ja/Nein	Automatische Berechnung der Kennlinie
	NS_LTG_delta_t	Zahl	Abstand zwischen automatischer berechneten Kennlinie ur
	NS_LTG_Schutztyp	Zahl	0 : UMZ, 1 : AMZ, 2 : Interpolierte werte
	NS_LTG_UMZ_t1	Zahl	UMZ - Überstrom-Auslösezeit in s
	NS_LTG_AMZ_Kennlinie	Zahl	AMZ - 0 : Normal, 1 : Stark, 2 : Extrem, 3 : Langzeit
	NS_LTG_AMZ_Tp	Zahl	AMZ - Zeitmultiplikator in s
	NS_LTG_AMZ_Ip	Zahl	AMZ - Schwellenwert 1,1 bis 20 I/In
	NS_LTG_INT_I	Text	Interpolierte Werte für Strom
	NS_LTG_INT_t	Text	Interpolierte Werte für Zeit
	NS_LTG_INT_Punkte	Ja/Nein	Interpolierte Werte - Auflösung der Zwischenpunkte
	Sicherung_aktiv	Ja/Nein	Schalter Sicherung (aktiv/pasiv)
	Sicherung_Kennlinie_auto	Zahl	Automatische Berechnung der Kennlinie
	Sicherung_delta_t	Zahl	Abstand zwischen automatischer berechneten Kennlinie ur
	Sicherung_Schutztyp	Zahl	0 : UMZ, 1 : AMZ, 2 : Interpolierte werte
	Sicherung_UMZ_t1	Zahl	UMZ - Überstrom-Auslösezeit in s
	Sicherung_AMZ_Kennlinie	Zahl	AMZ - 0 : Normal, 1 : Stark, 2 : Extrem, 3 : Langzeit
	Sicherung_AMZ_Tp	Zahl	AMZ - Zeitmultiplikator in s
	Sicherung_AMZ_Ip	Zahl	AMZ - Schwellenwert 1,1 bis 20 I/In
	Sicherung_INT_I	Text	Interpolierte Werte für Strom
	Sicherung_INT_t	Text	Interpolierte Werte für Zeit
	Sicherung_INT_Punkte	Zahl	Interpolierte Werte - Auflösung der Zwischenpunkte
	TR_LTR_aktiv	Ja/Nein	Schalter TR_LTR (aktiv/pasiv)
	TR_LTR_Kennlinie_auto	Ja/Nein	Automatische Berechnung der Kennlinie
	TR_LTR_delta_t	Zahl	Abstand zwischen automatischer berechneten Kennlinie ur
	TR_LTR_Schutztyp	Zahl	0 : UMZ, 1 : AMZ, 2 : Interpolierte werte
	TR_LTR_UMZ_t1	Zahl	UMZ - Überstrom-Auslösezeit in s
	TR_LTR_AMZ_Kennlinie	Zahl	AMZ - 0 : Normal, 1 : Stark, 2 : Extrem, 3 : Langzeit
	TR_LTR_AMZ_Tp	Zahl	AMZ - Zeitmultiplikator in s
	TR_LTR_AMZ_Ip	Zahl	AMZ - Schwellenwert 1,1 bis 20 I/In
	TR_LTR_INT_I	Text	Interpolierte Werte für Strom
	TR_LTR_INT_t	Text	Interpolierte Werte für Zeit
	TR_LTR_INT_Punkte	Zahl	Interpolierte Werte - Auflösung der Zwischenpunkte
	SF6_LTR_aktiv	Ja/Nein	Schalter TR_LTR (aktiv/pasiv)
	SF6_LTR_Kennlinie_auto	Ja/Nein	Automatische Berechnung der Kennlinie
	SF6_LTR_delta_t	Zahl	Abstand zwischen automatischer berechneten Kennlinie ur
	SF6_LTR_Schutztyp	Zahl	0 : UMZ, 1 : AMZ, 2 : Interpolierte werte
	SF6_LTR_UMZ_t1	Zahl	UMZ - Überstrom-Auslösezeit in s
	SF6_LTR_AMZ_Kennlinie	Zahl	AMZ - 0 : Normal, 1 : Stark, 2 : Extrem, 3 : Langzeit
	SF6_LTR_AMZ_Tp	Zahl	AMZ - Zeitmultiplikator in s
	SF6_LTR_AMZ_Ip	Zahl	AMZ - Schwellenwert 1,1 bis 20 I/In
	SF6_LTR_INT_I	Text	Interpolierte Werte für Strom
	SF6_LTR_INT_t	Text	Interpolierte Werte für Zeit
	SF6_LTR_INT_Punkte	Zahl	Interpolierte Werte - Auflösung der Zwischenpunkte

Bild 6.43: Strukturierte Datenbasis für das MIDR

A.3 Umsetzung des MIDR für Zwecke der Betriebszustandserfassung und Netzanalyse sowie des adaptiven Netzschutzes

Für Untersuchungen der Möglichkeiten bezüglich Betriebszustandserfassung und Netzanalyse sowie des adaptiven Netzschutzes wurde die im Rahmen des Projekts „Vernetzung Modularer Systeme 3“ [VMS03] entwickelte und umgesetzte 10-kV-Mittelspannungsnachbildung ausgewählt. Sie kann sowohl im Verbundbetrieb als auch als ein autonomes Inselnetz betrieben werden.

Für Netzausläufer und Inselnetze sind besonders interessant und geeignet die Lösungen, die möglichst viel Funktionen in einem Gerät kombinieren und für Anwender trotz eines großen Automatisierungsgrades relativ einfach zu bedienen sind. So könnte man in einem Gerät die Funktionen der Datenerfassung und -verarbeitung, Analyse, Schutztechnik mit den Ausgängen für Schaltbefehle, Kommunikation, Energiemanagement usw. als ein modulares System oder mehrere modulare Systeme zusammenfassen. Die Gesamtlösung soll möglichst günstig und zuverlässig sein. Da für diese Aufgabe, die in einem Echtzeitbetrieb erfolgt, ein gewisser Zentralisierungsgrad erforderlich ist und der Ausfall dieser Einrichtung entsprechend hohe wirtschaftliche Schäden bringen kann, soll ein solches Gerät möglichst robust funktionieren sowie eine breite Verbreitung in der Industrie haben.

A.3.1 Vorstellung des PXI-Systems

Eine immer höhere Marktanerkennung bekommt zur letzten Zeit das sogenannte PXI – Standard. PXI – PCI eXtensions for Instrumentation – bringt ein PC-basiertes, standardisiertes, anspruchsvolles Mess- und Automatisierungssystem zu einem bezahlbaren Preis. PXI kombiniert den high-speed PCI-Bus (PCI – Peripheral Component Interconnect) mit integrierter Zeitsteuerung (Timing) und Triggerung, um bis zu 10-fache Leistungssteigerung über alte Plattformen zu erreichen.

PXI ist eine modulare messtechnische Plattform, die extra für Mess- und Automatisierungsanwendungen entwickelt wurde. Die leistungsstarke Kommunikation zwischen den Modulen erfolgt mit Hilfe der industriell anerkannten PC-basierten Technologie - dem 132 MB/s PCI-Bus. Dies hat den Vorteil, dass sehr viel Software dafür verfügbar ist. Außerdem integriert PXI die Zeitsteuerung und Synchronisierung ins System, so dass die Signale von einzelnen Modulen mit sehr hoher Geschwindigkeit und Genauigkeit, ohne zusätzliche Verkabelung, durchgeführt werden.

Durch die modulare PXI – Technik kann man ohne viel Aufwand verschiedene Funktionen in einem einzelnen System zusammenfassen. Messung, Datenerfassung, Anlagenüberwachung und -steuerung sind einige von den vielfachen verfügbaren PXI – Modulen. Zusätzlich eine Integrierbarkeit mit anderen Systemarchitekturen wie GPIB, VXI/VME, serielle und Ethernet-Systeme ist mit PXI-Technik möglich.

Der PXI-Bus kombiniert den high-speed PCI-Bus mit Zeitsteuerung (Timing) und Synchronisierung (Bild 6.44) speziell für Zwecke der Datenerfassung und Automatisierung. Der PXI-Trigger-Bus enthält 8 verteilte Trigger-Bus Linien, einen Star Trigger Controller und eine übliche 10 MHz Referenz-Systemzeituhr. Durch die Verwendung dieser Synchronisierungsfunktionen ist es möglich, die Trigger-, Frequenz- und andere Signale zwischen PXI-Modulen durchlaufen zu lassen, um sehr schnelle und genaue Datenerfassung zu haben.

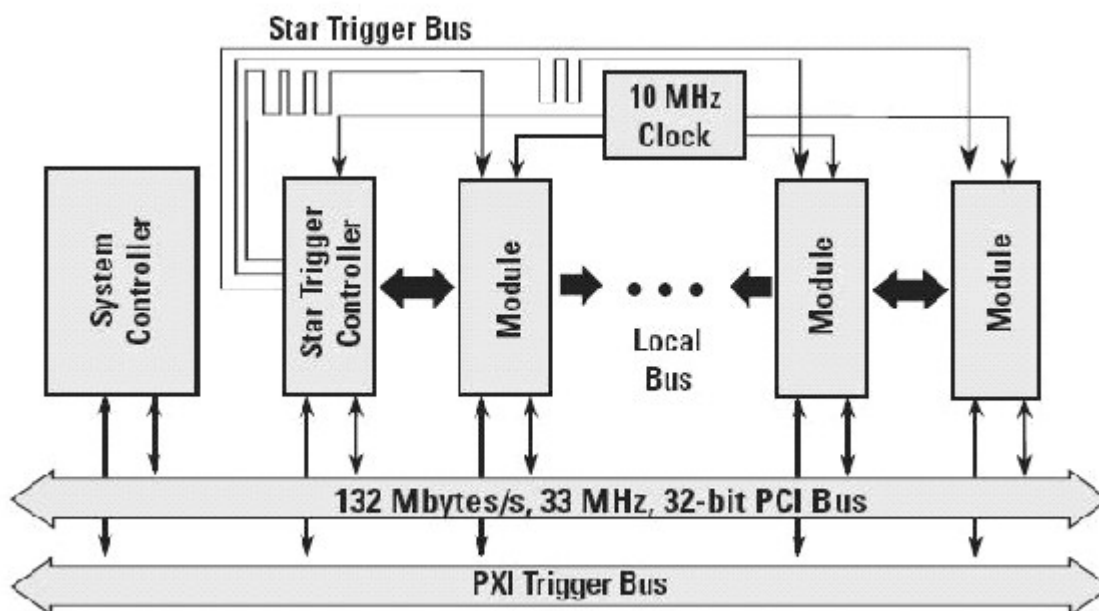


Bild 6.44: Darstellung der PXI – Systemtechnik, Quelle: National Instruments

A.3.2 Aufgabenstellung und allgemeine Anforderungen an die Hardware- und Software Struktur der universalen Betriebszustandserfassungseinrichtung

Es ist ein Multifunktionales Intelligentes Digitalgerät für universelle Aufgaben der Datenerfassung, Analyse und Schutzzwecke (Überstrom-, Distanz-, Differential-, leistungsrichtungsabhängiger Schutz etc.) für Strahlen- und Ringnetze für den Einsatz in modularen elektrischen Systemen zu entwerfen. Es soll sowohl für den Einsatz in Netzen mit isoliertem/kompensiertem Sternpunkt als auch in Netzen mit starr-/widerstandsgeerdetem Sternpunkt konzipiert werden.

Dieses Gerät soll in Verbindung mit der Mittelspannungsnetznachbildung (MNN) im Design-Zentrum Modulare Systemtechnik (DeMoTec) der Universität Kassel für Echtzeituntersuchungen der Betriebszustandserfassung, Analyse sowie des Schutzverhaltens in Netzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugungsanlagen eingesetzt werden. Für die Lösung der Aufgabe wurde die Hardware- und Softwareplattform von *National Instruments* ausgewählt.

An die anspruchsvolle Aufgabe dieses kombinierten Gerätes werden bezüglich der Multifunktionalität folgende allgemeine Anforderungen gestellt:

- *Hardware Echtzeitanwendung* (ohne Verlust der Systemereignisse)
- *Echtzeit-Signalverarbeitung* (erfordert deterministische Zeitintervalle mit point-by-point Analyseroutinen)
- *Echtzeitantwort auf ein Ereignis*
- *Echtzeitbetriebssystem*
- *Embedded Anwendung* (Ein Host Computer speichert das Programm im EPROM des Real Time (RT) Targets. Dieses Programm muss durch einen dedizierten Prozessor ausgeführt werden, auf welchem das Echtzeitbetriebssystem läuft).

Im einzelnen werden an das MIDR folgende Aufgaben gestellt:

- Erfassung analoger Signale von allen 36 Messpunkten der MNN (18 Strom- und 18 Spannungssignale) sowie deren Digitalisierung
- Verarbeitung ein- und ausgehender digitaler Signale (15 Meldesignale „M“, 3 Fehlersignale „F“ und 6 Auslösebefehle „A“ der MNN sowie des Niederspannungs-Kreuzschienenverteilers)
- Erfassung analoger Messsignale bei $f_r = 50$ Hz erfolgt mit einer Abtastfrequenz von mindestens 1 kHz
- Aufbau einer Kommunikationsverbindung zwischen dem MIDR und den Datenbanken des dezentralen Energiemanagementsystems über PLC oder Ethernet TCP/IP
- Abfrage der in den Datenbanken von DEMS gespeicherten aktuellen Informationen über den Betrieb von DEA

- Verarbeitung dieser Informationen für Zwecke der Anpassung der Schutzparameter
- Graphische Darstellung des zu überwachenden Netzes, analoger Signale, Schutzdiagramme, Informationen aus der Datenbankabfrage etc.

A.3.2.1 Kanäle für Zustandsüberwachung der 10-kV Mittelspannungsnachbildung

Für Zustandsüberwachung ist die Mittelspannungsnachbildung mit 18 Strom- und 18 Spannungswandlern ausgestattet.

Anzahl der Messausgänge der MS-Netznachbildung:

Messzelle 1.2: $I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}, U_{LE1}, U_{LE2}, U_{LE3}$

Messzelle 1.4: $I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}, U_{LE1}, U_{LE2}, U_{LE3}$

Messzelle 2.2: $I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}, U_{LE1}, U_{LE2}, U_{LE3}$

Messzelle 2.4: $I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}, U_{LE1}, U_{LE2}, U_{LE3}$

Messzelle 3.2: $I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}, U_{LE1}, U_{LE2}, U_{LE3}$

Messzelle 3.4: $I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}, U_{LE1}, U_{LE2}, U_{LE3}$

Insgesamt: 36 analoge Signale

Charakteristik der Stromwandler:

- Stützerstromwandler für $U_m = 12 \text{ kV}$
- Übersetzungsverhältnis: 15/5/5 A

Charakteristik der Spannungswandler:

- Spannungswandler für $U_m = 12 \text{ kV}$
- Übersetzungsverhältnis: $\frac{10000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ V}$

Digitale Ein- und Ausgänge (Meldesignal „M“ und Auslösesignal „A“) der MNN:

Transformatorfeld 1.1: Lasttrennschalter EIN/AUS (Spannung 0, 24 V) (1M+1A)

Transformatorfeld 2.1: Lasttrennschalter EIN/AUS (Spannung 0, 24 V) (1M+1A)

Transformatorfeld 3.1: Lasttrennschalter EIN/AUS (Spannung 0, 24 V) (1M+1A)

Trafokaltleitergerät 1: Meldung WARNUNG (Spannung 0, 24 V) (1M)

Meldung ABSCHALTUNG (Spannung 0, 24 V) (1M)

Trafokaltleitergerät 2: Meldung WARNUNG (Spannung 0, 24 V) (1M)

Meldung ABSCHALTUNG (Spannung 0, 24 V) (1M)

Trafokaltleitergerät 3: Meldung WARNUNG (Spannung 0, 24 V) (1M)

Meldung ABSCHALTUNG (Spannung 0, 24 V) (1M)

SF6-Feld 1.5: Lasttrennschalter EIN/AUS (Spannung 0, 24 V) (1M)

SF6-Feld 2.5: Lasttrennschalter EIN/AUS (Spannung 0, 24 V) (1M)

SF6-Feld 3.5: Lasttrennschalter EIN/AUS (Spannung 0, 24 V) (1M)

Digitale Ein- und Ausgänge des Niederspannungs-Kreuzschienenverteilers:

Leistungsschalter am Transformator 1: EIN/AUS (Spannung 0, 24 V) (1M+1F+1A)

Leistungsschalter am Transformator 2: EIN/AUS (Spannung 0, 24 V) (1M+1F+1A)

Leistungsschalter am Transformator 3: EIN/AUS (Spannung 0, 24 V) (1M+1F+1A)

A.3.2.2 Hardware-Grundstruktur des MIDR

Das Bild 6.45 zeigt die Hardwarestruktur des MIDR für universelle Aufgaben der Datenerfassung, Analyse und Schutzzwecke, das bereits umgesetzt und in die Mittelspannungsnetznachbildung integriert wurde.

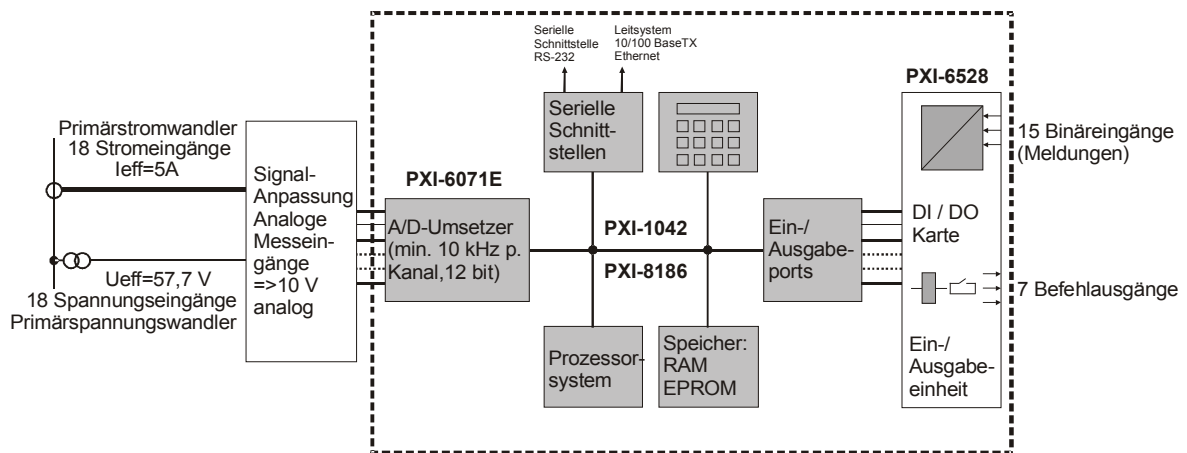


Bild 6.45: Gerätestruktur des MIDR

Funktionsablauf

Die von Strom- und Spannungswandlern eingetragten Wechselgrößen werden im Analogteil über Eingangsüberträger und Shuntwiderstände in galvanisch getrennte Spannungen umgesetzt ($\pm 10\text{ V}$). Der Einfluss hochfrequenter eingekoppelter Störungen (induktiv und kapazitiv) wird von digitalen RC-Analogfiltern (Antialiasing Filter) nach der Signaldigitalisierung unterdrückt. Die proportionalen Messspannungen von U und I werden den Analogeingängen des A/D-Wandlers zugeführt und über Sample- und Hold-Schaltungen in digitale Signale mit einer 12-bit Auflösung umgewandelt. Die Analog-Digital-Umsetzung und Speicherung in einem Umlaufpuffer (Datenspeicher) kann sequentiell durchgeführt werden. Die gesamte Weiterverarbeitung erfolgt dann mit den digitalisierten Werten. Die Messwerterfassung erfolgt bei $f_r = 50\text{ Hz}$ mit einer Abtastfrequenz von mindestens 1 kHz , so dass jede 1 Millisekunde die Momentanwerte der Messgrößen erfasst werden (20 Abtastungen pro Periode).

Digitalteil

Das MIDR ist mit einem leistungsfähigen Mikrocontroller ausgestattet. Er stellt das Kernelement des Digitalgerätes dar. Mit ihm werden alle Aufgaben – von der Auswertung der Messgrößen bis hin zur Schutzauslösung – voll digital bearbeitet. Mit dem im Programmspeicher (EPROM) abgelegten Programm verarbeitet der Mikroprozessor die an den Analogeingängen anliegenden Spannungen und Ströme. Dabei wird eine digitale Filterung zur Unterdrückung von harmonischen Schwingungen sowie zur Unterdrückung von Gleichstromkomponenten während des Kurzschlusses verwendet.

Für Zwecke des Netzschutzes vergleicht der Mikroprozessor ständig die aktuellen Messgrößen (z.B. Strom) mit dem im EPROM gespeicherten Schwellwert (Einstell-

wert). Im Anregungsfall wird die Zeit für die Überstromauslösung bestimmt. Es erfolgt eine Fehlermeldung und nach Ablauf der eingestellten Zeit der Auslösebefehl.

Bei der Parametrierung können alle Einstellwerte über eine serielle Schnittstelle (RS232), USB, Ethernet- oder GPIB-Verbindung vom Mikroprozessor eingelesen und in den Parameterspeicher abgelegt werden.

Zur kontinuierlichen Überwachung der Programmabläufe ist ein "Hardware-Watchdog" eingebaut. Ein Prozessorausfall muss über das Ausgangsrelais "Selbstüberwachung" gemeldet werden.

A.3.2.3 Signalanpassung und Schnittstellen für Datenerfassung

Die Erfassung der Messwerte erfolgt mit Hilfe einer Eurokarte, die, mit einer Frontplatte versehen, in einem 19"-Rack (typische Industriebauweise) untergebracht wird. Dadurch wird der Anschluss für Messverarbeitung wesentlich vereinfacht und erfolgt über einen einzigen Stecker.

Die analogen Ausgangssignale der Strom- und Spannungswandler (sekundärseitig) der Mittelspannungsebene werden der Messwandlerkarte zugeführt, verarbeitet und über einen 100-poligen SCSI-Stecker an die A/D-Wandlerkarte NI-6071E weitergegeben. Die NI-6071E verarbeitet nur analoge Spannungen im Bereich ± 10 V.

Die A/D-Wandlerkarte verfügt über 64 analoge Eingänge, von denen erst einmal nur 36 genutzt werden (18 Strom- und 18 Spannungsmessungen). Dafür ist auf der Anpassungsplatine ein 50-poliger Sub-D Stecker versehen, an dem weitere 16 analoge Kanäle sowie sonstige Zusatzsignale der A/D-Wandlerkarte wie z.B. digitale Kanäle oder analoge Ausgänge für Zwecke eventueller nachträglicher Erweiterung zur Messwarterfassung/Steuerung abgegriffen werden können.

Für die Verarbeitung digitaler Signale wird die Digital I/O Karte NI-6528 verwendet, die für die Verbindung zu den Leistungs- und Lasttrennschaltern sorgt.

Analogkarte Strommessung

Die eingesetzten Stromwandler liefern im Nennbetrieb sekundärseitige Ströme $I_{sek} = 5 A_{eff}$. Im Überstrombereich können die Stromwandler bis $I_{sek} = 25 A_{eff}$ ausgeben. Um alle Strommessungen auf die Eurokarte, die begrenzte Abmessungen hat, unterzubringen, wurden die Stromsensoren der Firma *Sensitec* der Baureihe *CMS2000* gewählt. Die Grundfläche solcher Stromwandler ist sehr gering ($2,6 \text{ cm}^2$). Gewählt wurde der Typ *CMS2015*, der auf einen effektiven Nennstrom von 15 A aus-

gelegt ist und Ströme im Bereich von ± 45 A erfassen kann¹. Der maximal zu erfassende Scheitelwert des Stroms beträgt:

$$\hat{I}_{max} = 25 \text{ A} \cdot \sqrt{2} = 35,4 \text{ A}$$

Die Stromsensoren geben die Spannungen aus. Den Eingangsströmen ± 15 A entsprechen die Ausgangsspannungen $\pm 2,5$ V. Beim maximalen Scheitelwert von $\pm 35,4$ A beträgt somit der Messausgabewert $\pm 5,9$ V. Die allgemeine Gleichung zur Bestimmung der realen Stromstärke aus der Ausgangssignal-Spannung lautet:

$$I [A] = 6 \cdot U_{aus} [V]$$

Die Gesamtgenauigkeit dieser Stromsensoren beträgt laut Hersteller $0,8\%$ ² (bei Nennstrom und Raumtemperatur).

Die CMS2015 Stromsensoren können für drei Sekunden mit einem Effektivwert in Höhe des Messbereichsendwertes (45 A) überlastet werden, sowie zehn Sekunden lang mit dem doppelten Wert des Nennstromes (30 A).

Analogkarte Spannungsversorgung

Die Stromsensoren erhalten eine externe Spannungsversorgung, die im Bereich zwischen ± 12 V und ± 15 V liegt, wobei ± 15 V zu einer höheren Genauigkeit und zu einem größeren Messbereich führt. Die Stromaufnahme $I_{s(ges)}$ aller 18 Stromsensoren berechnet sich mit dem Primärstrom I_p aus:

$$I_{s(ges)} = 18 \cdot \left(\frac{I_p}{I_{pN}} \cdot 30 + 15 \right) \text{ mA}$$

Somit werden beim Nennstrom von $5 \text{ A}_{eff} = 450 \text{ mA}$ benötigt. Beim maximalen Strom von 25 A_{eff} müssen $1,17 \text{ A}$ von der Spannungsversorgung bereitgestellt werden.

Analogkarte Spannungsmessung

Für die Spannungsmessung werden Spannungsteiler verwendet. Im Nennbetrieb beträgt die Primärnennspannung des Spannungswandlers $U_{N,pr} = 5,77 \text{ kV}$ und liefert der Eurokarte das umgewandelte Signal in Höhe von $U_{N,sek} = 57,7 \text{ V}$ (Effektivwert).

¹ Zu beachten ist, dass sich der Messbereich bei einer Versorgungsspannung von ± 12 V, die noch spezifiziert ist, gegenüber einer Versorgung mit ± 15 V auf ± 30 A verringert

² Auch in Bezug auf die Genauigkeit ist laut Hersteller bei einer Versorgungsspannung von ± 12 V mit Einschränkungen zu rechnen

Das entspricht dem Amplitudenwert $\hat{U}_{N,sek} = 81,65 \text{ V}$. Die maximal mögliche Betriebsspannung für Betriebsmittel beträgt $U_{B,pr} = 6,93 \text{ kV}$ sowie $U_{B,sek} = 69,3 \text{ V}$. Das entspricht dem Amplitudenwert $\hat{U}_{B,sek} = 98 \text{ V}$.

Um den Spannungseingangsbereich $\pm 10 \text{ V}$ der A/D-Wandlerkarte möglichst auszunutzen, wurde ein Übersetzungsverhältnis zwischen der zu messenden Spannung U_{mess} am Eingang des Spannungsteilers und der an die A/D-Wandlerkarte ausgegebenen Ausgangsspannung $U_{aus} \approx 10$ gewählt, welches gut mit den Widerstandswerten $R1 = 68,1 \text{ k}\Omega$ und $R2 = 7,5 \text{ k}\Omega$ aus der E96-Reihe angenähert werden kann. Die Spannung U_{mess} errechnet sich somit aus:

$$U_{mess} = 10,08 \cdot U_{aus}$$

Beträgt der Amplitudenwert $\hat{U}_{B,sek} = 98 \text{ V}$, ergibt sich somit eine Ausgangsspannung von $9,72 \text{ V}$. Der Spannungsteiler ist auf der Platine mit SMD-Präzisionswiderständen der Baugröße 0805 und einer Genauigkeit von $0,1\%$ ausgeführt. Die gemessenen Spannungen werden auf der Frontplatte über in Löt-pfads eingelötete Kabel zur A/D-Wandlerkarte weitergeleitet.

Die Neutralleiter der Leiterspannungen wurden bereits außerhalb der Messkarte zusammengeführt. Auf der Messkarte selbst werden alle Spannungen gegen diesen Sternpunkt gemessen.

Digitalkarte

Zur Steuerung und Überwachung der Leistungs- und Lasttrennschalter werden entsprechende Melde- und Auslösesignale gelesen bzw. generiert. Die aufgebaute Interfacekarte ermöglicht den Anschluss der NI-6528 Digital I/O-Karte von National Instruments über einen 100-poligen SCSI-Anschluss an der Frontplatte des 19-Zoll-Einschubs.

Digitalkarte Eingangssignale (Meldesignale)

Die einzulesenden Melde- und Statussignale kommen von den mittelspannungsseitigen Lasttrennschaltern der Transformator- und SF₆-Schaltanlagenfelder sowie von den niederspannungsseitigen Leistungsschaltern. Die Transformator-Kaltleitergeräte überwachen zusätzlich die aktuelle Temperatur der Transformatoren und geben ein Warnsignal bei erhöhter Temperatur und ein Meldesignal bei über-temperaturbedingter Abschaltung der Transformatoren.

Alle diese Signale bilden am Eingang der Messwandlerkarte aktive 24 V-Signale (Gleichspannung), die direkt der I/O-Digitalkarte zugeführt werden. Die Melder müssen hierzu mit einem Anschluss an 24 V gelegt werden, der andere Pol wird auf die Karte gegeben. Die negativen Eingangsanschlüsse der I/O-Digitalkarte sind auf die Digitalmasse der Interfacekarte gelegt, die Gleichzeitig die Masse der 24 V-Versorgung ist und über den rückseitigen Kartenstecker X2 auf die Platine gelangt.

Dies gilt aber nicht für die Signale des Interbus (niederspannungsseitige Signale der Leistungsschalter der Transformatoren). Diese sind potentialfrei nach außen geführt und nicht miteinander verbunden. Die aktive Beschaltung erfolgt auch extern, wobei der Interbus über eine eigene 24 V Versorgung und andere Bezugsmasse als Digital Ground (DGND) verfügt. Insgesamt werden von den zur Verfügung stehenden 24 Eingangskanälen nur 15 für Meldesignale genutzt. Die Anschlüsse der restlichen 9 Kanäle stehen auf der Interfacekarte in Form von Lötspfads zur Verfügung, wobei die von I/O-Digitalkarte mit „-“ gekennzeichneten Signale bei Bedarf über Jumper mit der Systemmasse verbunden werden können.

Digitalkarte Ausgangssignale (Auslösesignale)

Die binären Ausgangssignale der digitalen I/O-Karte werden zum Auslösen der mittelspannungsseitigen Lasttrennschalter der Transformatoren und der niederspannungsseitigen Leistungsschalter für Niederspannungsanschluss verwendet. Die Ausgänge der digitalen I/O-Karte haben ein maximales Schaltvermögen von 150 mA bei ± 60 V DC Spannung. Dies ist für das Schalten der Signale für die niederspannungsseitigen Leistungsschalter ausreichend, da diese ein Bestandteil des Kreuzschienenverteilers im DeMoTec sind und über den vorhandenen Interbus angesteuert werden. Die Ausgänge der digitalen I/O-Karte werden nur mit 24 V DC-Spannung beaufschlagt. Für Schutzzwecke dieser Ausgänge wurden in jedem Ausgangszweig flinke 160 mA SMD-Sicherungen eingesetzt.

Die Auslösekontakte werden zweipolig potentialfrei und passiv nach außen geführt. Um ein aktives Signal an den Interbus zu geben, muss eine externe Beschaltung erfolgen. Die Auslösung der mittelspannungsseitigen Lasttrennschalter erfolgt über Relais, deren Arbeitsstromauslöser F1 eine Arbeitsspannung von 230 V AC und einen Arbeitsstrom von 1,55 A aufweist. Eingesetzt werden Leiterplattenrelais von Tyco (Schrack) vom Typ RE030005 mit einer Ansteuerspannung von 5 V, die von der digitalen I/O-Karte abgegriffen werden.

A.3.2.4 Aufbau des Multifunktionalen Intelligenten Digitalrelais und Beschreibung seiner Komponenten

Das Bild 6.46 zeigt den Aufbau des Multifunktionalen Intelligenten Digitalrelais auf PXI-Basis in einem Chassis.

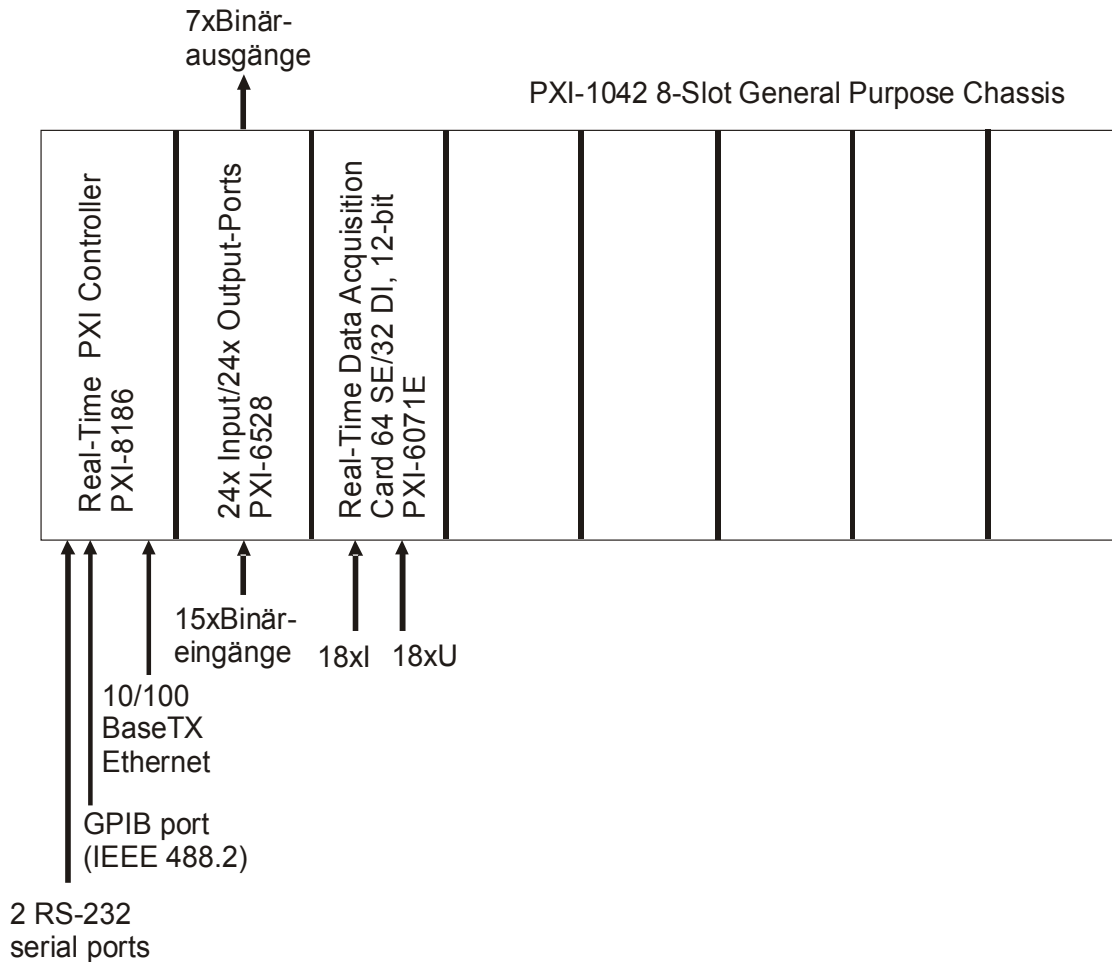


Bild 6.46: Aufbau des Digitalgeräts auf PXI-Basis in einem Chassis

Für den Aufbau wurden die Hardware-Komponenten von *National Instrument* verwendet, die den Anforderungen des Kapitels A.3.2 entsprechen.

Eigenschaften des 8-Slot General Purpose Chassis PXI-1042:

- 300 W Netzteil mit universellem AC Eingang
- Erweiterter 0 to 55 °C Betriebsbereich
- Verbesserte Lüfterregelung und Überwachung
- Akzeptiert 3U PXI sowie 3U CompactPCI Module
- Low-jitter interner PXI Taktgenerator 10 MHz

- Gefiltert, Zwangskühlung

Eigenschaften des PXI Embedded Controllers PXI-8186:

- 42 kHz single-channel PID loop, maximum
- Mobiler Intel® Pentium® 4 Prozessor 2,2 GHz
- 30 GB Festplatte
- 256 MB DDR RAM Standard, 1 GB Maximum
- 10/100BaseTX Ethernet, Zwei RS-232 serielle Schnittstellen, 1 GPIB Port
- Entwicklungsplattform für LabVIEW Echtzeitanwendungen
- Hardware-Watchdog

Eigenschaften der analogen Echtzeit-Datenerfassungskarte PXI-6071E:

- 64 SE (single ended) / 32 DI (differential inputs) Analogeingänge
- 12-bit Auflösung des A/D-Wandlers
- 1,25 MS/s – max. Sampling Rate
- $\pm 0,05$ bis ± 10 V Eingangsbereich
- Analog, digital triggers

Eigenschaften der digitalen I/O Karte PXI-6528:

- Anzahl Eingänge: 24
- Anzahl Ausgänge: 24
- Channel to channel Isolation
- Max. Bereich: ± 60 V
- Ausgangsstrom: 150 mA
- Industrial Feature Set

Eigenschaften der Softwareplattform LabVIEW™ 7 Express Professional Development System Version 7.1:

- Intuitive grafische Entwicklung für Tests, Datenerfassung, Steuerung, Visualisierung
- Schnelle Entwicklung mit interaktiver Konfigurierung und grafischer Programmierung
- Enge Integrierung von realen existierenden I/O – Anlagen, Datenerfassung und -analyse, Datenvisualisierung
- Kompiliert für schnelle Leistung
- Eingebaute Tools für Datenerfassung, Steuerung, Datenanalyse, Berichterstellung, Kommunikation usw.

Eigenschaften der Add-on-Software LabVIEW™ Real-Time Module (ETS) Version 7.1 für Windows:

- Venturcom Phar Lap ETS – Echtzeitbetriebssystem für deterministische Anwendungen für *National Instrument* Real Time Targets (Ein Host PC ermöglicht das Herunterladen von LabVIEW-Code auf dedizierte Hardware mit integriertem Echtzeitbetriebssystem)
- Grafische Programmierung ermöglicht Entwicklung robuster, zuverlässiger Anwendungen
- Implementierung und Visualisierung der präzisen deterministischen Programmausführung

Das Bild 6.47 zeigt den Hardwareaufbau von den oben spezifizierten Komponenten und die Implementierung in einen NS-Steuerschrank (Bild 6.48, Bild 6.49).

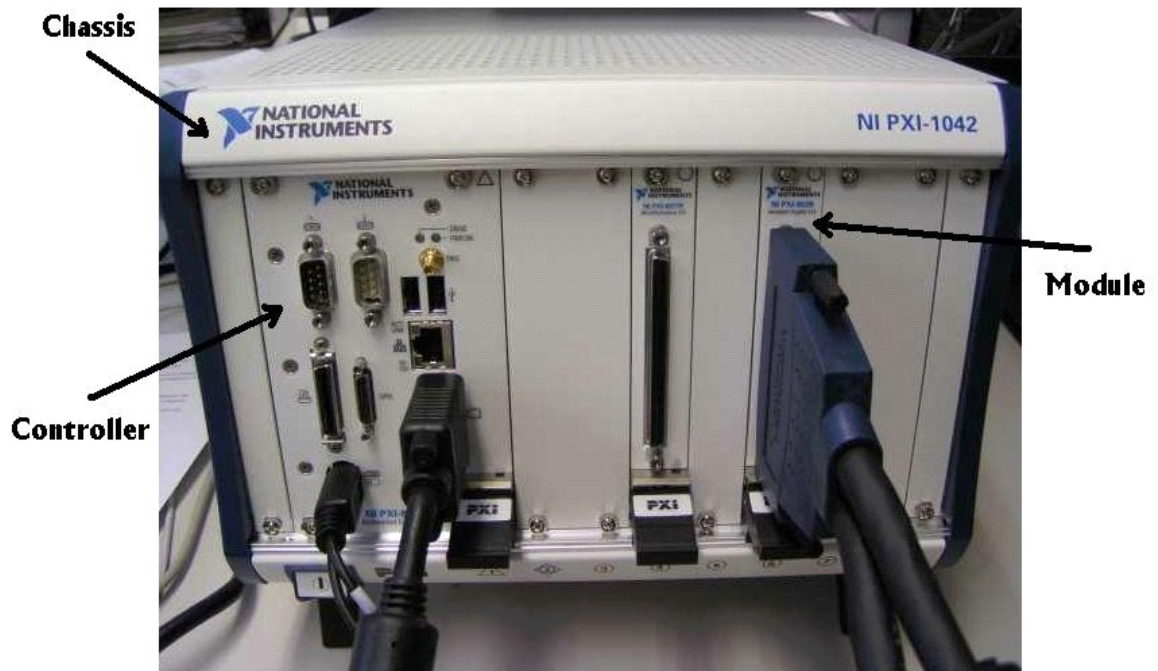


Bild 6.47: Das MIDR auf Basis der PXI-Plattform von National Instruments



Bild 6.48: Das MIDR im Steuerschrank



Bild 6.49: Signalanpassungseinheit

B Abkürzungen und Formelzeichen

Abkürzungen

A/D

Analog/Digital

AC

Alternating Current

AMZ

Abhängiger Überstromzeitschutz

ANSI

American National Standards Institute

BF

Berechnungsfall

BHKW

Blockheizkraftwerk

CRT

Cathode Ray Tube

DB

Datenbank

DC

Direct Current

DEA

Dezentrale Stromerzeugungsanlage

DEMS

Dezentrales Energiemanagementsystem

DIN

Deutsches Institut für Normung e.V.

DLC

Distribution Line Carrier

DNP

Distributed Network Protocol

EEG

Erneuerbare Energien-Gesetz

EMS

Energiemanagementsystem

EN

Europäische Norm

EnWG

Energiewirtschaftsgesetz

EPROM

Eraseable Programmable Read Only Memory

EU

Europäische Union

EVU

Energieversorgungsunternehmen

FRT

Fault Ride-Through

GOOSE

Generic Object Oriented Substation Event

IED

Intelligent Electrical Device

IEEE

Institute of Electrical and Electronics Engineers

ISSET

Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.

KS

Kurzschluss

KWK

Kraft-Wärme-Kopplung

LCD

Liquid Crystal Display

LV

Low Voltage

LWL

Lichtwellenleiter

MGS

Microgrid-Schalter

MIDR

Multifunktionales Intelligentes Digitalrelais

MNN

Mittelspannungsnetznachbildung

MS

Mittelspannung

MV

Medium Voltage

NI

National Instruments

NS

Niederspannung

ODBC

Open Database Connectivity

PCC

Point of Common Coupling, Netzverknüpfungspunkt

PCI

Peripheral Component Interconnect

PLC

Power Line Communication

PV

Photovoltaik

PXI

PCI eXtensions

RAM

Random Access Memory

RB

Randbedingungen

RS

Recommended Standard

RT

Real Time

SCSI

Small Computer System Interface

SF6

Schwefelhexafluorid

SG

Synchrongenerator

SR

Stromrichter

TAB

Technische Anschlussbedingungen

UCTE

Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

UMZ

Unabhängiger Maximalstromzeitschutz

ÜNB

Übertragungsnetzbetreiber

USB

Universal Serial Bus

USV

Unterbrechungsfreie Stromversorgung

VDE

Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.

VDEW

Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.

VdN

Verband der Netzbetreiber

VI

Virtuelles Instrument

VNB

Verteilungsnetzbetreiber

ZVEI

Zentralverband der Elektrotechnik- und Elektronikindustrie

Einheiten

A

Stromstärke (Ampere)

K

Temperatur (Kelvin)

m, km

Länge (Meter, Kilometer)

s

Zeit (Sekunde)

V

Spannung (Volt)

W

elektrische Wirkleistung (Watt)

Formelzeichen

C

Kapazität

L

Induktivität

T

Periodendauer

Indizes

o.g.

oben genannte

p.u.

per unit

u.a.

unter anderem

z.B.

zum Beispiel

C Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zeitkonstante für verschiedene Transformatorgruppen	19
Tabelle 2.2: Übersicht der vier Transformator-kategorien mit Isoliermedium Öl	19
Tabelle 2.3: Aufbau der ANSI – Kurven für die vier Transformator-kategorien	20
Tabelle 3.1: Vergleich konventioneller und ausgleichender Verteilungsnetze	27
Tabelle 3.2: Thermische Grenzleistung der Niederspannungskabel	33
Tabelle 3.3: Berechnungsfälle ohne DEA (Ermittlung größter KS-Ströme nach DIN EN 60909-0)	34
Tabelle 3.4: Vergleich der Kurzschlussstromverhältnisse für NS-Netz (ohne angeschlossene DEA)	36
Tabelle 3.5: Parameter der Synchrongeneratoren für Kurzschlussberechnung	38
Tabelle 3.6: Berechnungsfälle mit angeschlossenen DEA (KS-Orte St5 bis St8)	39
Tabelle 3.7: Berechnungsfälle mit angeschlossenen DEA (KS-Orte St5 bis St11) ..	39
Tabelle 3.8: Rückspeisung der DEA im Abzweig „a“ zum KS-Ort im Abzweig „b“ ...	45
Tabelle 4.1: Konfigurationen von Leitungsstrecken für die MNN	66
Tabelle 5.1: Durchschnittliche Übertragungsdauer für den Verbindungsaufbau zum SQL-Server	107
Tabelle 5.2: Zuordnung der digitalen Ausgangskanäle von PXI-6528	111

D Abbildungsverzeichnis

Bild 1.1: Zukünftiger Weltenergieverbrauch (Quelle: [WET03])	1
Bild 1.2: Anpassungsfähiger Netzschutz für zukünftige Energieversorgungsnetze. Eigene Darstellung basierend auf [SCH06]	6
Bild 2.1: Gegenüberstellung der Energieversorgungsstrukturen bisher und zukünftig [JAN04]	7
Bild 2.2: Randbedingungen für die Netz- und Schutzauslegung	12
Bild 2.3: Konventioneller Schutz und die Randbedingungen im I-t-Diagramm	14
Bild 2.4: Abhängigkeit des Einschaltstromstoßes von der Transformator-Bemessungsleistung	18
Bild 2.5: Anlaufverhalten eines Drehstrom-Asynchronmotors [ABB07]	21
Bild 2.6: Beispielsteilnetz zur Veranschaulichung der Randbedingungen	23
Bild 2.7: Randbedingungen im doppel-logarithmischen Maßstab	24
Bild 3.1: Beispiel eines zukünftigen Netzes mit einem hohen Anteil dezentraler Einspeiser [YAG03]	26
Bild 3.2: Das untersuchte MS-/NS-Verteilungsstrahlennetz	32
Bild 3.3: Berechnungsfall 5a: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort	40
Bild 3.4: Berechnungsfall 5a: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort	41
Bild 3.5: Berechnungsfall 5a: KS-Strom aus DEA von unten nach oben	41
Bild 3.6: Berechnungsfall 5b: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort	42
Bild 3.7: Berechnungsfall 5b: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort	42
Bild 3.8: Berechnungsfall 5b: KS-Strom aus DEA von unten nach oben	43
Bild 3.9: Teilnetz zur Verdeutlichung des Phänomens „Vergrößerung“	47
Bild 3.10: Kurzschlussstrom beim dreipoligen Fehler ohne angeschlossene DEA ..	48
Bild 3.11: Kurzschlussstrom beim dreipoligen Fehler mit angeschlossener DEA (Vergrößerung)	48
Bild 3.12: Teilnetz zur Verdeutlichung des Phänomens „Abschwächung“	50
Bild 3.13: Kurzschlussstrom beim dreipoligen Fehler ohne angeschlossene DEA ..	50
Bild 3.14: Kurzschlussstrom beim dreipoligen Fehler mit angeschlossener DEA (Abschwächung)	51
Bild 3.15: Netz zur Verdeutlichung des Phänomens „unselektives Mitauslösen“	53
Bild 3.16: Konventioneller Netzschutz bei den sich ändernden Randbedingungen .	54

Bild 3.17: Adaptiver Netzschutz bei den sich dynamisch ändernden Randbedingungen	55
Bild 4.1: Beispiel vernetzter dezentraler Energieversorgungsstrukturen [VMS03] ...	57
Bild 4.2: Versorgung von 11 Gebäuden mittels eines kleinen Inselnetzes auf Kythnos in modular konzipierter Systemtechnik, Quelle: EU-Projekt „MORE“, EU-JOR3-CT98-0215	61
Bild 4.3: Grundkonfiguration des Netzmodells	63
Bild 4.4: Leitungsnachbildung mit konzentrierten Bauelementen	68
Bild 4.5: Ausführung der Mittelspannungsnachbildung im DeMoTec des ISET	68
Bild 4.6: Wirkleistungsverlauf beim Netzparallel- und Inselnetzbetrieb	70
Bild 4.7: Blindleistungsverlauf beim Netzparallel- und Inselnetzbetrieb	70
Bild 4.8: Wahl der Nennspannung für die elektrische Energieübertragung	72
Bild 5.1: Beispiel für ein Microgrid (Quelle: ISET e.V.)	75
Bild 5.2: Kommunikationstechnische Struktur von Microgrids [VAD06]	75
Bild 5.3: Beispiel für eine radiale Netzstruktur mit mehreren Microgrids	77
Bild 5.4: Netzparallelbetrieb mit Microgrids bei äußeren Fehlern	78
Bild 5.5: Dezentrales Energiemanagementsystem, Quelle [BEM07]	79
Bild 5.6: Netzparallelbetrieb mit Microgrids bei inneren Fehlern	80
Bild 5.7: Leitsystem für den adaptiven Netzschutz bei äußeren Fehlern zwischen den Digitalrelais R1 – R4 in Netzen mit Microgrids	82
Bild 5.8: Leitsystem für den adaptiven Netzschutz bei äußeren Fehlern zwischen den Digitalrelais R1 – R4 und bei einer DEA in der Übertragungstrecke zwischen den 10kV- und 0,4kV-Stationen	85
Bild 5.9: Leitsystem für den adaptiven Netzschutz in Netzen mit Übergangsstellen	87
Bild 5.10: Richtungen der Teilkurzschlussströme bei Fehlern im Bereich der Übergangsstellen	90
Bild 5.11: Leitsystem für den adaptiven Netzschutz bei Microgrid inneren Fehlern .	91
Bild 5.12: Vereinfachtes Flussdiagramm des entwickelten Konzepts des adaptiven Netzschutzes	97
Bild 5.13: Prüfung auf Nichtverletzung der Transformator Damage – Kurve	99
Bild 5.14: Prüfung auf Nichtverletzung der thermischen Kurzschlussbelastbarkeitskurve	100
Bild 5.15: Zusammenwirken vom Multifunktionalen Intelligenten Digitalrelais mit anderen Komponenten	102
Bild 5.16: 10-kV Mittelspannungsnachbildung mit implementiertem MIDR	103

Bild 5.17: Blockdiagramm des Codes für das MIDR	104
Bild 5.18: LabVIEW-Blockdiagramm zur Messwertverarbeitung der Spannungen	105
Bild 5.19: LabVIEW-Blockdiagramm zur Messwertverarbeitung der Ströme	105
Bild 5.20: Echtzeitmessungen der Spannungsverläufe durch das MIDR	106
Bild 5.21: Echtzeitmessungen der Stromverläufe durch das MIDR	106
Bild 5.22: LabVIEW-Blockdiagramm zur Datenbankabfrage	108
Bild 5.23: Bedienfeld für Einstellung der Randbedingungen und der Netzschutzparameter	109
Bild 5.24: LabVIEW-Blockdiagramm zur Darstellung der Auslösekennlinien der Schutzrelais	110
Bild 5.25: LabVIEW-Blockdiagramm zur Berechnung der Auslösezeit eines Schutzrelais	110
Bild 5.26: LabVIEW-Routine zur Darstellung der Randbedingungen im MIDR	112
Bild 5.27: Darstellung der Randbedingungen und Schutzkennlinien	112
Bild 5.28: Die Fronttafel der 10-kV-Mittelspannungs-Netznachbildung	113
Bild 5.29: Nachgebildetes MS-/NS-Verteilungsnetz	114
Bild 5.30: I-t-Diagramm für den Betriebsfall 1	115
Bild 5.31: I-t-Diagramm für den Betriebsfall 2	116
Bild 5.32: I-t-Diagramm für den Betriebsfall 3	117
Bild 6.1: Berechnungsfall 1a: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort	I
Bild 6.2: Berechnungsfall 2a: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort	II
Bild 6.3: Berechnungsfall 3a: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort	II
Bild 6.4: Berechnungsfall 4a: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort	III
Bild 6.5: Berechnungsfall 6a: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort	III
Bild 6.6: Berechnungsfall 7a: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort	IV
Bild 6.7: Berechnungsfall 8a: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort	IV
Bild 6.8: Berechnungsfall 1a: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort	V
Bild 6.9: Berechnungsfall 2a: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort	V
Bild 6.10: Berechnungsfall 3a: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort	VI
Bild 6.11: Berechnungsfall 4a: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort	VI
Bild 6.12: Berechnungsfall 6a: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort	VII
Bild 6.13: Berechnungsfall 7a: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort	VII

Bild 6.14: Berechnungsfall 8a: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort ...	VIII
Bild 6.15: Berechnungsfall 1a: KS-Strom aus DEA von unten nach oben	VIII
Bild 6.16: Berechnungsfall 2a: KS-Strom aus DEA von unten nach oben	IX
Bild 6.17: Berechnungsfall 3a: KS-Strom aus DEA von unten nach oben	IX
Bild 6.18: Berechnungsfall 4a: KS-Strom aus DEA von unten nach oben	X
Bild 6.19: Berechnungsfall 6a: KS-Strom aus DEA von unten nach oben	X
Bild 6.20: Berechnungsfall 7a: KS-Strom aus DEA von unten nach oben	XI
Bild 6.21: Berechnungsfall 8a: KS-Strom aus DEA von unten nach oben	XI
Bild 6.22: Berechnungsfall 1b: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort .	XII
Bild 6.23: Berechnungsfall 2b: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort .	XII
Bild 6.24: Berechnungsfall 3b: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort	XIII
Bild 6.25: Berechnungsfall 4b: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort	XIII
Bild 6.26: Berechnungsfall 6b: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort	XIV
Bild 6.27: Berechnungsfall 7b: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort	XIV
Bild 6.28: Berechnungsfall 8b: KS-Strom vom Hauptnetz zum DEA-Anschlussort .	XV
Bild 6.29: Berechnungsfall 1b: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort	XV
Bild 6.30: Berechnungsfall 2b: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort ...	XVI
Bild 6.31: Berechnungsfall 3b: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort ...	XVI
Bild 6.32: Berechnungsfall 4b: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort ..	XVII
Bild 6.33: Berechnungsfall 6b: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort ..	XVII
Bild 6.34: Berechnungsfall 7b: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort .	XVIII
Bild 6.35: Berechnungsfall 8b: Summarischer KS-Strom am DEA-Anschlussort .	XVIII
Bild 6.36: Berechnungsfall 1b: KS-Strom aus DEA von unten nach oben	XIX
Bild 6.37: Berechnungsfall 2b: KS-Strom aus DEA von unten nach oben	XIX
Bild 6.38: Berechnungsfall 3b: KS-Strom aus DEA von unten nach oben	XX
Bild 6.39: Berechnungsfall 4b: KS-Strom aus DEA von unten nach oben	XX
Bild 6.40: Berechnungsfall 6b: KS-Strom aus DEA von unten nach oben	XXI
Bild 6.41: Berechnungsfall 7b: KS-Strom aus DEA von unten nach oben	XXI
Bild 6.42: Berechnungsfall 8b: KS-Strom aus DEA von unten nach oben	XXII
Bild 6.43: Strukturierte Datenbasis für das MIDR	XXIII
Bild 6.44: Darstellung der PXI – Systemtechnik, Quelle: National Instruments	XXV

Bild 6.45: Gerätestruktur des MIDR	XXIX
Bild 6.46: Aufbau des Digitalgeräts auf PXI-Basis in einem Chassis	XXXIV
Bild 6.47: Das MIDR auf Basis der PXI-Plattform von National Instruments	XXXVII
Bild 6.48: Das MIDR im Steuerschrank	XXXVII
Bild 6.49: Signalanpassungseinheit	XXXVII

E Literaturverzeichnis

- [ABB07] ABB SACE S.p.A., Emax Offene Leistungsschalter für die Niederspannung, Technischer Katalog, ABB Verlag, 2007
- [ABY03] H. A. Abyaneh, M. Al-Dabbagh, H. K. Karegar, S. H. H. Sadeghi, R. A. J. Khan, A New Optimal Approach for Coordination of Overcurrent Relays in Interconnected Power Systems, IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 18, Nr. 2, IEEE, April 2003
- [BAL01] G. Balzer, D. Nelles, Ch. Tattas, Kurzschlussstromberechnung nach VDE0102, VDE Verlag, Berlin, Offenbach, 2001
- [BEM07] U. Bemann (IZES gGmbH), Virtuelle Kraftwerke: Intelligente dezentrale Stromproduktion auf Basis von Erneuerbaren Energien und KWK, Workshop des Umweltministeriums "Perspektiven der Brennstoffzelle", Berlin, 14.03.2007
- [BOP03] T. Bopp, A. Shafiu, I. Cobelo, I. Chilvers, N. Jenkins, G. Strbac, H. Li, P. Crossley, Commercial and Technical Integration of Distributed Generation into Distribution Networks, CIRED 17th International Conference on Electricity Distribution, Barcelona, May 2003
- [BRA02] S. Brahma, A. Girgis, Microprocessor-Based Reclosing to Coordinate Fuse and Recloser in a System with High Penetration of Distributed Generation, Proceedings IEEE Power Engineering Society, Winter Meeting, Vol. 1, No. 1, IEEE, 2002
- [BRA04] S. Brahma, A. Girgis, Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With High Penetration of Distributed Generation, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, No. 1, IEEE, Jan. 2004
- [BUN08] Bundesregierung, "Europäisches Klimaschutzpaket vorgelegt", Pressebericht, EU-Kommission, 23.01.2008
- [CHI03] I. Chilvers, N. Jenkins, P. Crossley, Development of Distribution Network Protection Schemes to Maximise the Connection of Distributed Generation, CIRED 17th International Conference on Electricity Distribution, Barcelona, May 2003
- [DCO07] Ch. Epe, J. Fuhrberg-Baumann, U. Herbst u.a., Distribution Code 2007, Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen, Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW, August 2007
- [DEG04] T. Degner, Ph. Strauß et. al., DISPOWER - Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources, First International Conference on the Integration of Renewable Energy Sources and Distributed Energy Resources, Brussels Belgium, Dec. 2004
- [DEG06] T. Degner, A. Shustov, B. Decker, C. Hennig, Bestimmung der Blindarbeit bei Megawatt PV-Anlagen, Tagungsband, 21. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 08.-10.03.2006

- [DEN05] DENA-Netzstudie, Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Endbericht, Köln, 24. Februar 2005
- [DEN66] P. Denzel, Grundlagen der Übertragung elektrischer Energie, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg/New York, 1966
- [DOE07] W. Doemeland, Handbuch Schutztechnik: Grundlagen, Schutzsysteme, Inbetriebsetzung, 8., überarb. Auflage, Berlin: Huss-Medien u.a., 2007
- [EEA04] A. Engler, et. al., Operation of a prototype Microgrid system based on micro-sources equipped with fast-acting power electronics interfaces, 35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, Aachen, June 2004
- [EIG01] Projektgruppe "Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz" des VDEW-Arbeitsausschusses "TAB", Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 4. Ausgabe, VWEW Energieverlag GmbH, Frankfurt am Main, 2001
- [EIG98] VDEW-Fachausschuss "Elektrotechnik", Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 2. Ausgabe, VWEW Energieverlag GmbH, Frankfurt am Main, 1998
- [ENA05] A. Engler, Applicability of droops in low voltage grids, International Journal of Distributed Energy Resources, Volume 1, Number 1, Technology & Science Publishers, Kassel, Germany, January-March 2005
- [ENG03] A. Engler, O. Osika, Simulation of Inverter Dominated Minigrids, 2nd European PV-Hybrid and Mini-Grid Conference, Kassel, Sept. 2003
- [ENG04] A. Engler, O. Haas, M. Landau, V. Schlebusch, A. Shustov, Ph. Strauß, M. Vandenbergh, Integration dezentraler Generatoren in das Verteilungsnetz - Pilot- und Experimentieranlage im DeMoTec -, Neuntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Pilotanlagen - Innovationen in der Erprobung, Tagungsband, ISET e.V., Kassel, 11.-12.11.2004
- [ENG05] A. Engler, C. Hardt et. al., Agent based Micro Grid Management System, International Conference on Future Power Systems, Amsterdam, Nov. 2005
- [ENS05] A. Engler, N. Sultanis, Droop control in LV-Grids, International Conference Future Power Systems, Amsterdam The Netherlands, Nov. 2005
- [ENSPA] DIN EN 50160, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Deutsche Fassung EN 50160 : 1999, DIN e.V., Berlin, März 2000
- [EON03] E.ON Netz, Netzanschlussregeln für Hoch- und Höchstspannung, E.ON Netz GmbH, Bayreuth, 1. August 2003

-
- [GAT03] F. M. Gatta, F. Iliceto, S. Lauria, P. Masato, Behaviour of Dispersed Generation in Distribution Networks during System Disturbances. Measures to Prevent Disconnection, CIRED 17th International Conference on Electricity Distribution, Barcelona, 12-15 May 2003
- [GER98] J. M. Gers, E. J. Holmes, Protection of electricity distribution networks, Institution of Electrical Engineers, London, 1998
- [HAD99] N. Hadjsaid, J. Canard, F. Dumas, Dispersed generation impact on distribution networks, IEEE Computer Applications in Power, Vol. 12, IEEE, April 1999
- [HAK04] B. Hadzi-Kostova, Z. Styczynski, Identification of Problems by Connecting Decentralised Energy Resources on the Distribution Network, IV Mako CIGRE Section B5-05, CIGRE, 2004
- [HAK05] B. Hadzi-Kostova, Z. Styczynski, Network Protection in Distribution Systems with Distributed Generation, IEEE PES Transmission and Distribution Conference, New Orleans USA, 2005
- [HAN03] E. Handschin, W. Horenkamp, Neue dezentrale Versorgungsstrukturen, etz Heft 9, etz, 2003
- [HAR06] K.-H. Hartung, Is-Begrenzer-optimale Anbindung von BHKW an das EVU-Netz, EW-Das Magazin für die Energie Wirtschaft, VWEW, Nr. 21, Okt. 2006
- [HAT07] N. Hatziargyriou, Overview of Microgrid R&D in Europe, Symposium on Microgrids, Nagoya, April 2007
- [HEI99] L. Heinhold, R. Stubbe, Kabel und Leitungen für Starkstrom, 5. Auflage, Siemens AG, Erlangen, 1999
- [HEU95] K. Heuck, K.-D. Dettmann, Elektrische Energieversorgung, 3. vollständige überarbeitete und erweiterte Auflage, Vieweg, 1995
- [HHH04] E. Handschin, E. Hauptmeier, W. Horenkamp, S. Malcher, Inselnetzerkennung bei Eigenerzeugungsanlagen, etz Heft 12, etz, 2004
- [HOS88] G. Hosemann, Elektrische Energietechnik, 29. Aufl. - Hütte Taschenbücher der Technik, Band 3 Netze, Berlin u.a.: Springer-Verlag, 1988
- [HOS91] G. Hosemann, W. Boeck, Grundlagen der elektrischen Energietechnik: Versorgung, Betriebsmittel, Netzbetrieb, Überspannungen und Isolation, Sicherheit, 4. überarbeitete Auflage, Berlin u.a.: Springer-Verlag, 1991
- [JAH06] J. Jahn, M. Landau, J. Reekers, Ph. Strauß, M. Vogel, Multifunktionale Photovoltaik-Wechselrichter-Optimierung von Industrienetzen und öffentlichen Netzen, 11. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, November 2006
- [JÄK02] J. Jäger, R. Krebs, Reliability Improvement of MV-Power Systems by Coordinated Network Protection, Proceeding of 13th International Conference on PSP of IEEE, Bled, Slovenia, Sept. 2002
-

- [JAN04] A. Janssen et. al., Changing Network Conditions and System Requirements, Scoping Document, CIGRE WG A3.13, June 2004
- [JIA00] J. A. Jiang, J. Z. Yang, Y. H. Lin, C. W. Liu, J. C. Ma, An Adaptive PMU Based Fault Detection/Location Technique for Transmission Lines Part I: Theory and Algorithms, IEEE Trans. Power Delivery, Volume 15, IEEE, Apr. 2000
- [JIA99] J. A. Jiang, Y. H. Liu, C. W. Liu, J. Z. Yang, T. M. Too, An Adaptive Fault Locator System for Transmission Lines, Proceedings IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Volume 2, IEEE, 1999
- [JIO00] J. A. Jiang, Y. H. Lin, J. Z. Yang, T. M. Too, C. W. Liu, An Adaptive PMU Based Fault Detection/Location Technique for Transmission Lines Part II: PMU Implementation And Performance Evaluation, IEEE Trans. Power Delivery, Volume 15, IEEE, Oct. 2000
- [JKL02] J. Jäger, R. Krebs, S. Lemmer, Perspektiven Moderner Schutztechnik, ELEKTRIE, Heft 9-12, ELEKTRIE, 2002
- [KAT04] J. Katzfey et. al., Modellnetzverfahren zur Bestimmung kostentreibender Strukturmerkmale, Elektrizitätswirtschaft (ew), Jg. 103, Heft 6, 2004
- [KEI07] T. Keil, J. Jäger, A. Shustov, T. Degner, Changing network conditions due to distributed generation - systematic review and analysis of their impacts on protection, control and communication systems, CIRED, 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, 21-24 May 2007
- [MÄK04] K. Mäki, S. Repo, P. Järventausta, Effect of Wind Power Based Distributed Generation on Protection of Distribution Network, IEE Developments in Power System Protection, Amsterdam, April 2004
- [MÄK05] K. Mäki, S. Repo, P. Järventausta, Volume 2 Number 1, International Journal of Distributed Energy Resources, E&S Publishers, 2006
- [MIC02] Microgrids, Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids, Contract Number, ENK5-CT-2002-00610, 1/1/03-31/12/05
- [MIC06] More Microgrids, Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids, Contract Number, SES6-019864,
- [NIE92] P. Niemeyer, Freileitung, Frankfurt / Main: Verl. - und Wirtschaftsges. Der Elektrizitätswerke, VDE - Verlag, 1992
- [OED04] D. Oeding, B. R. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze, 6. Auflage, Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, 2004
- [RET03] D. Retzmann, Blackouts in 2003 - Analyse und Folgerungen, Tagungsband CIGRE/CIRED Informationsveranstaltung in Erlangen, CIGRE/CIRED, Okt. 2005
- [SAL01] S. K. Salman, I. M. Rida, Investigating the Impact of Embedded Generation on Relay Settings of Utilities' Electrical Feeders, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 2, IEEE, April 2001
-

-
- [SCH05] J. Schmid, A. Engler, Inverter Dominated Grids, EXPO World Conference on Wind Energy, Renewable Energy, Fuel Cell & Exhibition, Sizuoka Japan, June 2005
- [SCH06] J. Schmid, Visionen für die globale Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien, 1. Internationales Symposium - Verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze 2006, www.arsenal.ac.at/downloads/dgtagung/VT/Schmid%20J, 18.-19. Oktober 2006
- [SCH07] V. Schlebusch, Angepasste Kommunikationssysteme für den effizienten Einsatz in dezentralen elektrischen Versorgungsstrukturen, Promotion, 1. Auflage, Sierke Verlag, Göttingen, 2007
- [SCH99] G. C. Schoonenberg, A. R. A. Pikkert, F. van Overbeeke, C. Spoorenberg, Concepts for Medium Voltage Distribution Networks: A New Philosophy, CIREN Proceedings 1999 International Conference on Electricity Distribution, Session 5, Paper No.2, CIREN, 1999
- [SEI00] G. Seip, Elektrische Installationstechnik, 4. Auflage herausg. bei Siemens AG, Erlangen, München: Publicis MCD Verlag, 2000
- [SHU04] A. Shustov, Ch. Hardt, V. Schlebusch, B. Valov, Mittelspannungsnachbildung zur Untersuchung verteilter elektrischer Versorgungssysteme, Tagungsband, 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 10.-12.03.2004
- [SHU06] A. Shustov, B. Valov, Lösungswege der Integrationsprobleme dezentraler Energieerzeugungsanlagen in elektrischen Verteilungsnetzen, Vorträge des internationalen wissenschaftlich-technischen Seminars, Polytechnische Universität Tomsk, 10.-11.04.2006
- [SIE01] Siemens AG, Prospektbeschreibung, Netze analysieren, planen, projektieren und ausbauen, Siemens, 2001
- [SPR03] E. Spring, Elektrische Energienetze, Energieübertragung und Verteilung, VDE Verlag GmbH, Berlin und Offenbach, 2003
- [STA00] I. Stadler, Dialogfähige Energiemanagementsysteme im Kontext von Energieverbrauch und Nutzerverhalten, Dissertation, Universität Kassel, 2000
- [STR03] Ph. Strauss, A. Engler, B. Valov, A. Shustov, 10-kV-Mittelspannungsnachbildung, 48. Internationales Wissenschaftliches Kolloquium, TU Ilmenau, September 2003
- [VAD06] M. Vandenbergh, A. Engler, R. Geipel, M. Landau, Ph. Strauss, Microgrid management with a high share of renewable energy sources, 21st European Photovoltaik Solar Energy Conference, Dresden, WIP München, Sept. 2006
- [VAN06] M. Vandenbergh, A. Engler, R. Geipel, M. Landau, Ph. Strauss, Interconnection Management in Microgrids, 3rd European PV-Hybrid and Mini-Grid Conference, Otti Energiekolleg, Aix en Provence, France, 11./12.05.2006
-

- [VDE02] DIN und VDE, Kurzschlussströme in Drehstromnetzen, Teil 0: Berechnung der Ströme (IEC 60909-0:2001), Deutsche Fassung EN 60909-0:2001, VDE Verlag GmbH, Berlin, Juli 2002
- [VDE05] VDE-Studie, Elektrische Energieversorgung 2020-Perspektiven und Handlungsbedarf, Energietechnische Gesellschaft im VDE(ETG), Frankfurt, 5/ 2005
- [VMS03] Ph. Strauss et. al., Netzregelung zur wirtschaftlichen Optimierung dezentraler Energieversorgungsstrukturen mit hohem Anteil erneuerbarer Energiequellen, Abschlussbericht, Vernetzung Modularer Systeme, ISET e.V., Kassel, Januar 2006
- [WAC07] M. Wache, Schaltfehlerschutz mit IEC 61850, EW - Das Magazin für die Energie Wirtschaft, Jg. 106, Heft 1-2, 08.01.2007
- [WET03] European Comission, World Energy, technology and climate policy outlook 2030 -WETO-, European Communities, Belgium, 2003
- [WIE01] T. Wiesner, Technische Aspekte einer großflächigen Integration dezentraler Energieversorgungsanlagen in elektrische Verteilungsnetze, Fortschritt-Berichte VDI Reihe 21 Nr. 313, , 2001
- [YAG03] M. Yagi et. al., Development of Dispersed Generation and Consequences for Power Systems, Final Report Cigre WG C6.01 (ex 37.33), CIGRE, July 2003
- [ZAC08] P. Zacharias, Reactive Energy in Case of Megawatt PV Systems, Use of Electronic-Based Power Conversion for Distributed and Renewable Energy Sources, docupoint GmbH, Magdeburg, Germany, May 2008
- [ZHA04] M. Zhang, X. Dong, Z.Q. Bo, B. R. J. Counce, Practical Accelerated Overcurrent Protection for Distribution Feeder, Proceedings of Int. Conf. on Advanced Power System Automation and Protection, Jeju Korea, Oct. 2004
- [ZIE08] G. Ziegler, Digitaler Differentialschutz: Grundlagen und Anwendung, 2. Auflage, Erlangen: Publicis Corp. Publ., 2008

Schriftenreihe **Erneuerbare Energien und Energieeffizienz**
Renewable Energies and Energy Efficiency

Herausgegeben von / Edited by
Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid, Universität Kassel

<http://www.upress.uni-kassel.de/>

- Band 1:** The Influence of Modelling Accuracy on the Determination of Wind Power Capacity Effects and Balancing Needs (2007), ISBN 978-3-89958-248-2
Cornel Ensslin
- Band 2:** The Way to Competitiveness of PV – An Experience Curve and Break-even Analysis (2006), ISBN 978-3-89958-241-3
Martin Staffhorst
- Band 3** Smart Electricity Networks based on large integration of Renewable Sources and Distributed Generation (2007), ISBN 978-3-89958-257-4
Manuel Sánchez Jiménez
- Band 4** Large-scale integration of wind power in the Russian power supply: analysis, issues, strategy (2007), ISBN 978-3-89958-339-7
Alexander Badelin
- Band 5** Lastmanagement – Nutzung der thermischen Kapazität von Gebäuden als nichtelektrischer Energiespeicher in elektrischen Versorgungsnetzen (2008), ISBN 978-3-89958-356-4
Aleksandra Saša Bukvic-Schäfer
- Band 6** Mini-Grid System for Rural Electrification in the Great Mekong Sub Regional Countries (2008), ISBN 978-3-89958-364-9
Tawatchai Suwannakum
- Band 7** Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung - Konzept, Algorithmen, Kommunikation und Simulation (2008), ISBN 978-3-89958-390-8
David Nestle
- Band 8** Development and Modelling of a Thermophotovoltaic System (2008), ISBN 978-3-89958-375-5
Giovanni Mattarolo
- Band 9** Energiekonditionierung in Niederspannungsnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Integration verteilter Energieerzeuger in schwachen Netzausläufern (2008), ISBN 978-3-89958-377-9
Jörg Jahn

- Band 10** Provision of Ancillary Services by Distributed Generators. Technological and Economic Perspective (2009), ISBN 978-3-89958-638-1
Martin Braun
- Band 11** Optimum Utilization of Renewable Energy for Electrification of Small Islands in Developing Countries (2009), ISBN 978-3-89958-694-7
Indradip Mitra
- Band 12** Regelung und Optimierung eines Brennstoffzellensystems für die Hausenergieversorgung (2009), ISBN 978-3-89958-696-1
Björn Eide