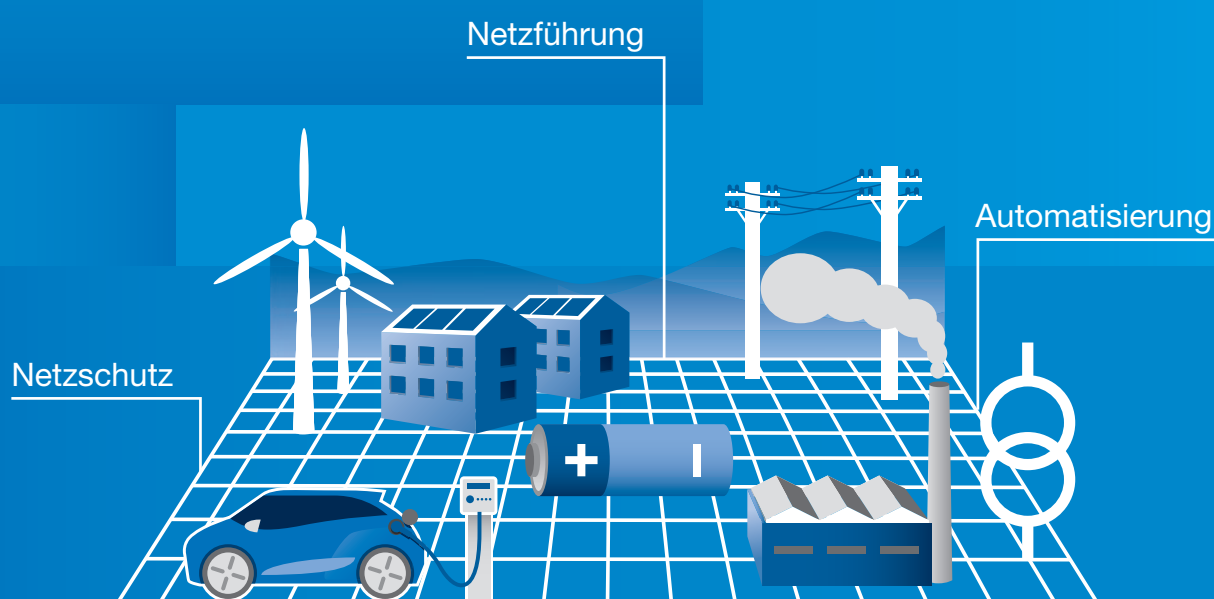


VDE-STUDIE

SCHUTZ- UND AUTO- MATISIERUNGSTECHNIK IN AKTIVEN VERTEILNETZEN



Herausforderungen, Lösungskonzepte,
Empfehlungen

MODUL A – Schutztechnik

ETG

ITG

Dieses Dokument ist Bestandteil der Studie „Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen“. Im Hauptdokument finden Sie nähere Informationen zur Arbeit der ETG/ITG-Task Force.

Projektleitung

Dr. Heiko Englert Siemens AG
Dr. Heinrich Hoppe-Oehl Westnetz GmbH

Arbeitsgruppe Schutztechnik

Dr. Gernot Druml Sprecher Automation GmbH (AT)
Mathias Dumke Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH
Dirk Ebbinghaus ABB AG
Marcel Engel Netze BW GmbH
Andreas Fräbel Westnetz GmbH
Jens Hauschild 50Hertz Transmission GmbH
Holger Kühn TenneT TSO GmbH
Oliver Lippert Siemens AG
Dr. Jörg Meyer Technische Universität Dresden
Sebastian Palm Technische Universität Dresden
Grzegorz Richert Sprecher Automation Deutschland GmbH
Oliver Skrbinjek Energie Steiermark Technik GmbH (AT)
Dr. Philipp Stachel Schneider Electric GmbH
Uwe Welz Bayernwerk AG

Impressum

VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Energietechnische Gesellschaft (ETG)
Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main · Telefon 069 6308-346
Fax 069 6308-9822 · E-Mail etg@vde.com · <http://www.vde.com/etg>

Informationstechnische Gesellschaft (ITG)
Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main · Telefon 069 6308-362
Fax 069 6308-9821 · E-Mail itg@vde.com · <http://www.vde.com/itg>

April 2016

Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen

Herausforderungen, Lösungskonzepte,
Empfehlungen

Modul A – Schutztechnik

Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)

und der

Informationstechnischen Gesellschaft im VDE (ITG)

Vorbemerkung

VDE-Studien geben – entsprechend der Positionierung des VDE als neutraler, technisch-wissenschaftlicher Verband – gemeinsame Erkenntnisse der Mitglieder der Task Force wieder. Die Gemeinschaftsergebnisse werden im konstruktiven Dialog aus häufig unterschiedlichen Positionen erarbeitet. Die Studien spiegeln daher nicht unbedingt die Meinung der durch ihre Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wider.

Empfohlene Zitierweise

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen. Herausforderungen, Lösungskonzepte, Empfehlungen. Modul A - Schutztechnik, Frankfurt am Main (April 2016).

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	4
1 Einführung	6
1.1 Allgemeine Vorgehensweise	6
1.2 Aufbau des Dokuments	7
2 Handlungsfelder und Lösungskonzepte: Schutztechnik.....	7
2.1 Zweiseitig gespeiste Fehlerströme in Ring-/Stichnetzen	7
2.1.1 Notwendigkeit gerichteter Schutzeinrichtungen in MS-Netzen.....	7
2.1.2 Kurzschlussanzeiger im Mittelspannungs-Strahlennetz	9
2.1.3 Kurzschlussanzeiger im Mittelspannungs-Ringnetz	11
2.1.4 Gerichtete Erdschlussortungsverfahren in gelöschten und isolierten Netzen zur schnellen Abschaltung von Erdschlüssen im DEA-Bereich.....	13
2.1.5 Sammelschienen-Schutz durch rückwärtige Verriegelung	19
2.2 Geringere Unterschiede zwischen Last- und Kurzschlussstrom	21
2.2.1 Auswirkungen des Netzausbaus auf Haupt- und Reserveschutz.....	22
2.2.2 Begrenzung von Leistungsflüssen aufgrund winkelabhängiger Anregeverfahren.....	25
2.2.3 Einfluss auf die Staffelung strombasierender Schutzverfahren durch Erhöhung der Kurzschlussleistung von DEAs	30
2.2.4 Simulation von Netzfehlern mit Beteiligung von dezentralen Erzeugungsanlagen	32
2.3 Zwischeneinspeisung und ihre Auswirkung auf den Schutz.....	36
2.3.1 Effekte der Zwischeneinspeisung.....	36
2.3.2 Anbindung stromschwacher DEA auf bestehenden Schutzstrecken mit Leitungsdifferenzialschutz	49
2.4 Ungewollte Inselnetzbildung.....	51
2.4.1 Auswirkungen auf den Netzbetrieb	51
2.4.2 Nichtdetektierbare Zone (NDZ)	52
2.4.3 Verfahren der Inselnetzerkennung	53
2.5 Optimierung der automatischen Wiedereinschaltung	66
2.5.1 Spannungseinkopplung während einpoliger AWE (Secondary Arc)....	66
2.5.2 Pausenzeitautomatik.....	67
2.6 Zunehmende Verkabelung und Auswirkung auf die Sternpunktbehandlung 71	
2.6.1 Wiederspürende Fehler im NOSPE-Netz	74
2.6.2 Erdkurzschluss bei hochohmigen Erdfehlern im NOSPE-Netz	75
2.6.3 Symmetrierung der RESPE-Netze durch die Verkabelung und Auswirkung auf die Restströme.....	76
2.6.4 Reichweite der KNOSPE bei zunehmender Netzausdehnung	77
2.6.5 Wiederspürende Fehler in RESPE und OSPE-Netzen.....	78

2.6.6	Überschreitung der zulässigen Restströme in großen RESPE Netzen	80
2.7	Ausblick auf zukünftige schutztechnische Handlungsfelder	82
2.7.1	Anwendung von leistungselektronischen Komponenten – zukünftige Herausforderungen	82
2.7.2	Zukünftige Herausforderungen bei der Erdschlusserfassung	84
2.7.3	State-Estimation mit reduzierter Anzahl von Sensordaten in Echtzeit.	85
2.7.4	Anpassung der Schutzparameter aufgrund einer automatischen Rekonfiguration des Netzes zur schnellen Wiederversorgung	88
2.7.5	Spannungseinkopplung während einer einpoliger AWE (Secondary Arc)	90
3	Empfehlungen Schutztechnik	94

1 Einführung

1.1 Allgemeine Vorgehensweise

Durch den verstärkten Netzausbau und Integration dezentraler Erzeugungsanlagen auf Verteilnetzebene ergeben sich neue Herausforderungen für die Schutztechnik.

Im Rahmen dieser Studie wurden die neuen Handlungsfelder für Netzschutztechnik, Fehlerortung und Inselnetzerkennung identifiziert und deren Ausgangssituation beschrieben.

Für die einzelnen Handlungsfelder wurden passende Lösungskonzepte erarbeitet und hinsichtlich Ihrer Realisierbarkeit für den Netzbetrieb bewertet.

Die einzelnen Handlungsfelder lassen sich in folgenden Themenkomplexe zusammenfassen:

- | | | |
|----|--|-----|
| 1. | Zweiseitig gespeiste Fehlerströme in Ring-/Stichnetzen | 2.1 |
| 2. | Geringere Unterschiede zwischen Last- und Kurzschlussstrom | 2.2 |
| 3. | Zwischeneinspeisung und ihre Auswirkung auf den Schutz | 2.3 |
| 4. | Ungewollte Inselnetzbildung | 2.4 |
| 5. | Optimierung der automatischen Wiedereinschaltung | 2.5 |
| 6. | Zunehmende Verkabelung und Auswirkung auf Sternpunktbehandlung | 2.6 |

Aufgrund aktuell laufender Forschungsarbeiten und parallelen Arbeitsgruppen wurden folgende Themenkomplexe von einer detaillierten Bearbeitung ausgenommen:

7. Wechselwirkung zwischen Schutzgeräten und Reglern leistungselektronischen Betriebsmitteln
8. Höhere Auslastung der Betriebsmittel

Diese Themenkomplexe, zukünftige Handlungsfelder und Lösungskonzepte sind im Kapitel 2.7 zusammengefasst und werden von dieser Studie für eine detaillierte Betrachtung empfohlen.

1.2 Aufbau des Dokuments

In **Kapitel 1** wird ein Überblick über die einzelnen Kapitel gegeben und die allgemeine Vorgehensweise bei der Strukturierung und Bearbeitung der Handlungsfelder erläutert.

In **Kapitel 2** werden die Handlungsfelder und den damit verbundenen Herausforderungen detailliert beschrieben, sowie passende Lösungskonzept aufgezeigt.

In **Kapitel 3** sind die Empfehlungen Schutztechnik der Studie zusammengefasst.

Hinweis: Für übersichtliche Darstellung der einzelnen Handlungsfelder und Lösungskonzepte sowie einer Zusammenfassung der einzelnen Themenkomplexe wird auf das Hauptdokument, Kapitel 3 verwiesen.

2 Handlungsfelder und Lösungskonzepte: Schutztechnik

2.1 Zweiseitig gespeiste Fehlerströme in Ring-/Stichnetzen

2.1.1 Notwendigkeit gerichteter Schutzeinrichtungen in MS-Netzen

Im Zusammenhang mit den dezentralen Stromerzeugungsstrukturen in MS-Netzen ist mit variablen und bidirektionalen Lastfluss- und Kurzschlussströmen zu rechnen (siehe Bild 2-1 und Bild 2-2).

Die Strahlennetze bzw. die offen betriebenen Ringe mit den angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) können bedingt durch die Rückspeisung der DEA die Eigenschaften eines vermaschten Betriebes aufweisen.

Der in diesen Netzen eingesetzte ungerichtete Überstromzeitschutz kann deswegen nicht immer selektiv arbeiten und ist nicht mehr ausreichend.

Zur selektiven Arbeitsweise des Kurzschlussschutzes oder der Anwendbarkeit der rückwärtigen Verriegelung wird eine Richtungserfassung benötigt.

Oftmals reicht die Reichweite der Überstromanregung nicht mehr aus und es müssen andere empfindlichere Anregearten zum Einsatz kommen. Nicht zuletzt ist in diesem Zusammenhang auch das Reserveschutzkonzept für den Schutz im MS-Feld des HS-/MS-Transformators neu zu definieren.

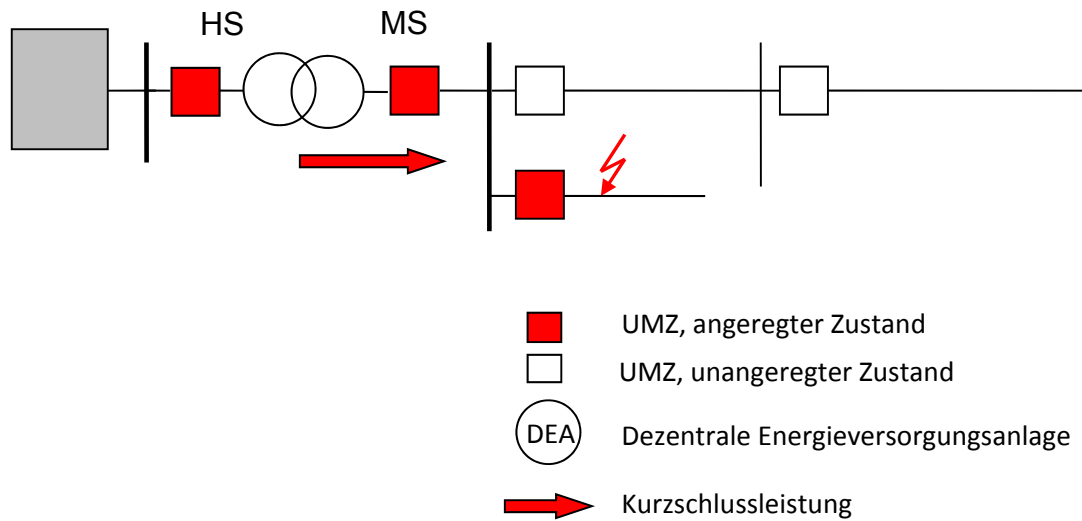


Abbildung 2-1: Fehler ohne DEA

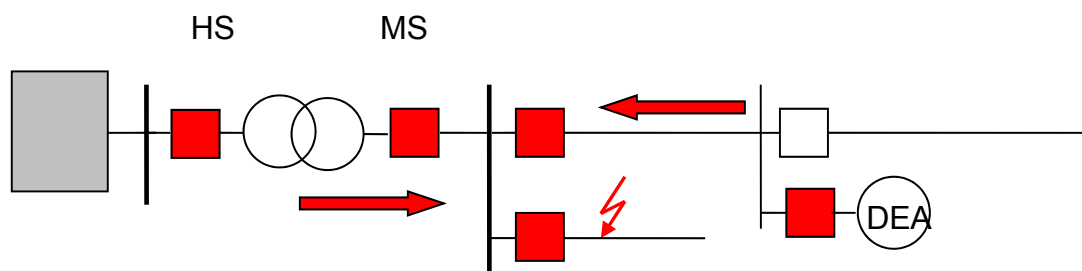


Abbildung 2-2: Fehler mit DEA

Lösung: gerichteter Schutz

Für die Lösung des o.g. Problems werden Schutzgeräte benötigt, die zusätzlich zum Strom auch Spannung messen.

Diese Anforderung erfüllen sowohl der gerichtete Überstromzeitschutz als auch der Distanzschutz.

Die in einem Distanzschutz arbeitenden Anregearten, Überstromanregung ($I >>$), spannungsabhängige Überstromanregung ($U-I$) und Unterimpedanzanregung ($Z <$) erfüllen bei korrekter Einstellung und Wahl der Anregeart alle Anforderungen verschiedener Netzarten und Sternpunktbehandlung, um bei unterschiedlichsten Lastverhältnissen im Netz zwischen Betriebs- und Fehlerzustand sicher und hoch empfindlich zu unterscheiden.

Bei kurzen Leitungen oder bei starken Zwischeneinspeisungen werden die Applikationsgrenzen des Distanzschutzes erreicht. Die Anwendungsgrenzen des Überstromzeitschutzes werden wiederum durch Höhe der Kurzschlussleistung und Leitungslänge (Kurzschlussimpedanz) bestimmt.

Die Empfindlichkeit der Anregung und ihre Reichweite kann durch den Einsatz eines UMZ mit einer spannungsabhängigen Überstromanregung verbessert werden.

Beide Schutztypen bieten neben den Grundfunktionen auch zusätzliche Funktionalitäten an, die speziell beim Einsatz im Zusammenhang mit den dezentralen Stromerzeugungsstrukturen zur Steigerung der Komplexität des gesamten Schutzsystems beitragen können:

- Automatische Wiedereinschaltung (AWE)
- Signalvergleich
- Eigenständige Systemschutzfunktionen
- Bindleistungsrichtungsunterspannungsschutz (Q-U<)
- Automatische Frequenzentlastung (AFE)
- Entkupplungsschutz
- Spannungsschutz
- Frequenzschutz
- Rückleistungsschutz

Die Koordinierung der Schutzgeräte, Auswahl der Funktionen und der Anregearten im Rahmen der Schutzkonzepte für unterschiedliche Anschlusskonzepte und Arten der DEA ist wegen des Komplexitätsgrades im Einzelnen zu untersuchen.

2.1.2 Kurzschlussanzeiger im Mittelspannungs-Strahlennetz

Die Versorgungsnetze in der Mittelspannung werden im Wesentlichen nach drei Prinzipien aufgebaut (Strahlen-, Ring- und vermaschte Netze). Die Fehlerortung wird mittels Kurzschlussanzeiger (KSA) realisiert und kann durch die Nutzung der gemessenen Fehlerreaktanz X_k aus der Schutzeinrichtung im UW unterstützt werden. Nachfolgend werden hinsichtlich der Fehlerart auf einem Fehlerort begrenzte Fehler betrachtet. Mehrfachfehler führen zu der Forderung nach einer phasenselektiven Anzeige (siehe unten).

Die KSA zeigen den Pfad bis zum Ende der fehlerbehafteten Leitung.

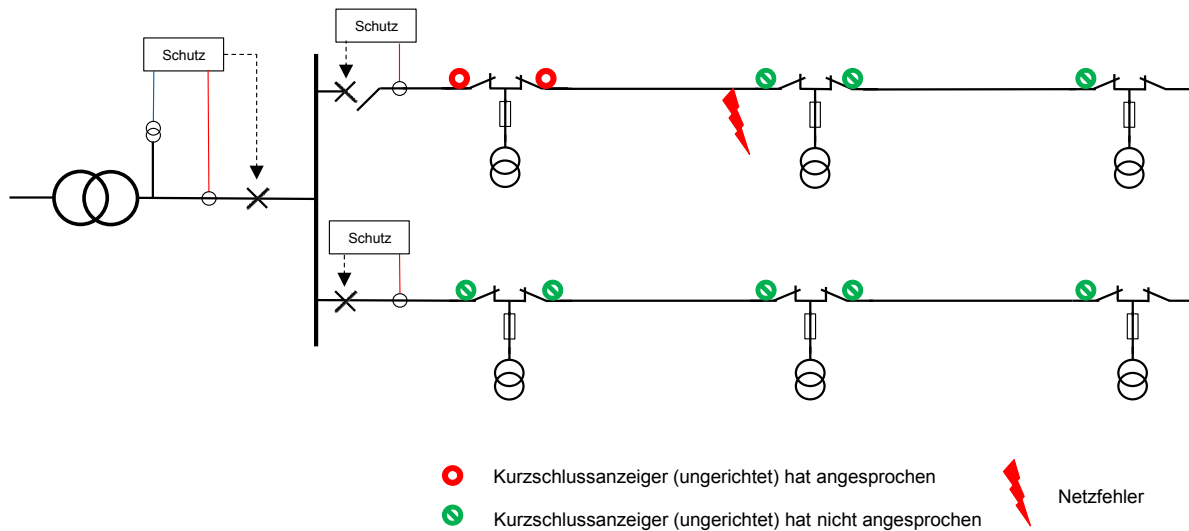


Abbildung 2-3: Einsatz von ungerichteten KSA in MS-Strahlennetz ohne Rückspeisung von DEAs

Dieses Prinzip funktioniert aber nur so lange, wie es keine nennenswerte Rückspeisung (z.B. durch Synchrongeneratoren) aus dem unterlagerten Netz auf die Fehlerstelle gibt. Tritt dieser Fall ein, ist eine Lokalisierung des Fehlers mit ungerichteten KSA allein nicht mehr möglich, da die rückspeisenden Anlagen ebenso einen Kurzschlussstrombeitrag hin zur Fehlerstelle liefern. Ob die KSA korrekt anzeigen, ist von der Kurzschlussleistung der Einspeisung und vom Fehlerort abhängig.

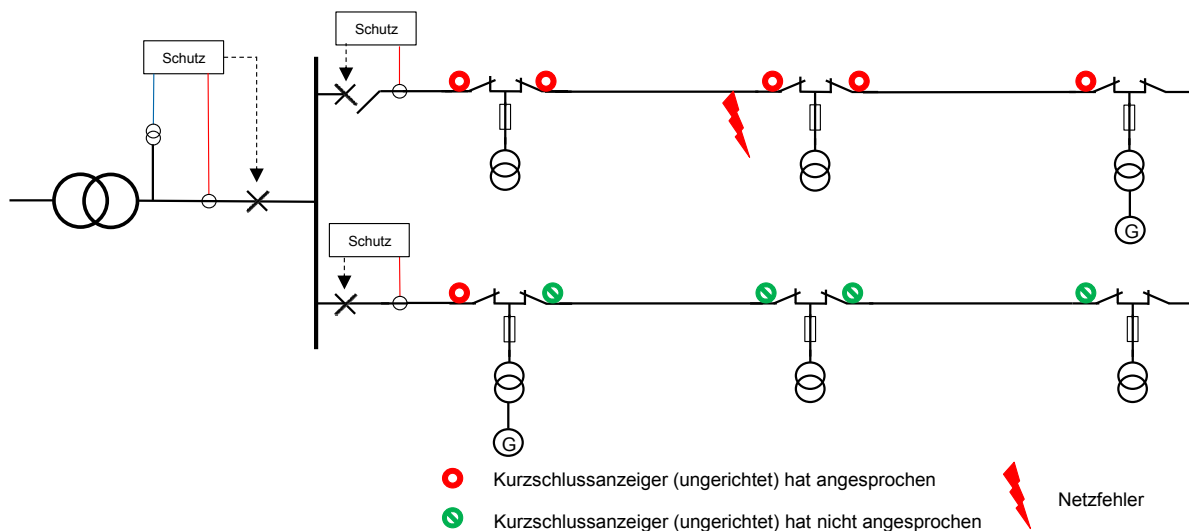


Abbildung 2-4: Darstellung von ungerichteten KSA in MS-Strahlennetz mit dem Effekt der Rückspeisung von DEAs

Lösung: gerichteter Kurzschlussanzeiger mit phasenselektiver Anregung

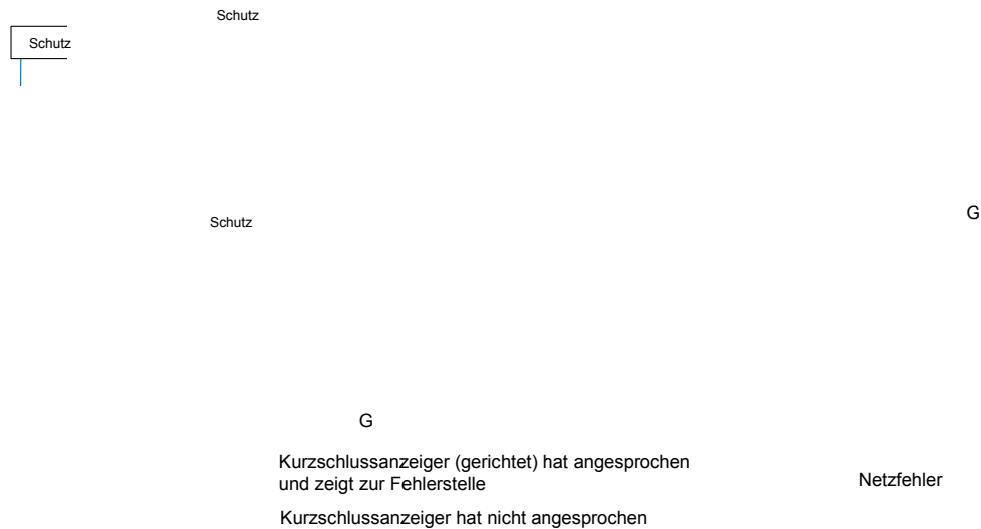


Abbildung 2-5: Übergang zu gerichteten KSA in MS-Strahlennetz mit Rückspeisung von DEAs

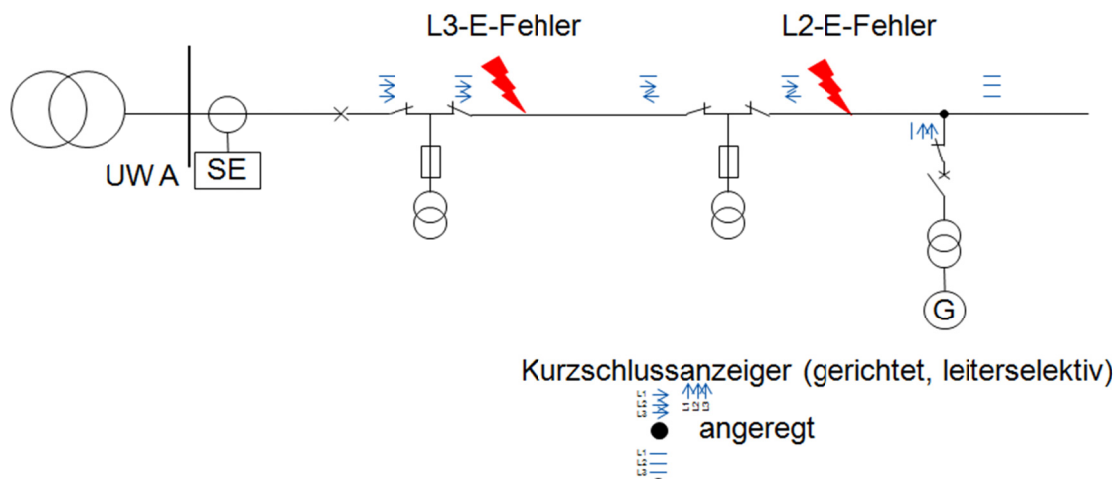


Abbildung 2-6: Phasenselektive, gerichtete KSA in Mittelspannungs-Strahlennetz

2.1.3 Kurzschlussanzeiger im Mittelspannungs-Ringnetz

Ringnetze werden von einer oder mehreren Stellen aus gespeist, die Versorgung der einzelnen Verbraucher erfolgt in Form einer Ringleitung: Ein Verbraucher kann also von zwei Seiten über den Ring versorgt werden. Bei einem technischen Defekt kann der Ring um die Fehlerstelle herum geöffnet werden, womit die Verbraucher abseits der Fehlerstelle weiter versorgt werden können. Der Vorteil ist eine erhöhte Versorgungssicherheit, der Nachteil die höhere Qualifikation des Wartungspersonals, da das Freischalten eines Netzabschnittes im Ring das Betätigen mehrerer Schaltstellen bedingt. Weiterhin sind höhere Anforderungen an den Netzschutz zu stellen, damit im Falle einer Netzstörung die Fehlerstelle eindeutig gefunden werden kann. Ungerichtete Kurzschlussanzeiger wie sie im Strahlennetz zur Anwendung

kommen, können im Ringnetz nicht angewendet da sie nicht eindeutig zur Fehlerstelle führen. Hier ist die Verwendung von gerichteten Kurzschlussstromanzeigern erforderlich.

Ringnetz ohne Rückspeisung

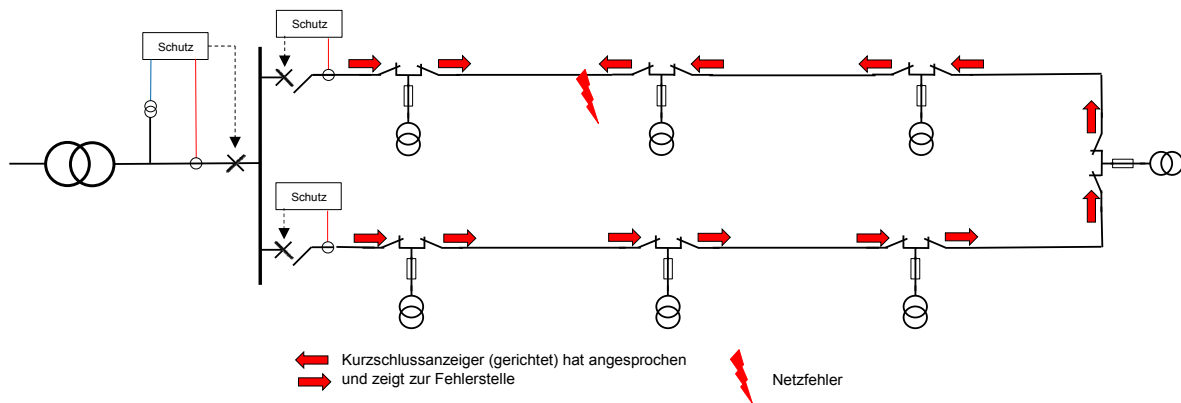


Abbildung 2-7: Einsatz von gerichteten KSA in MS-Ringnetz ohne Rückspeisung von DEAs

Ringnetz mit Rückspeisung

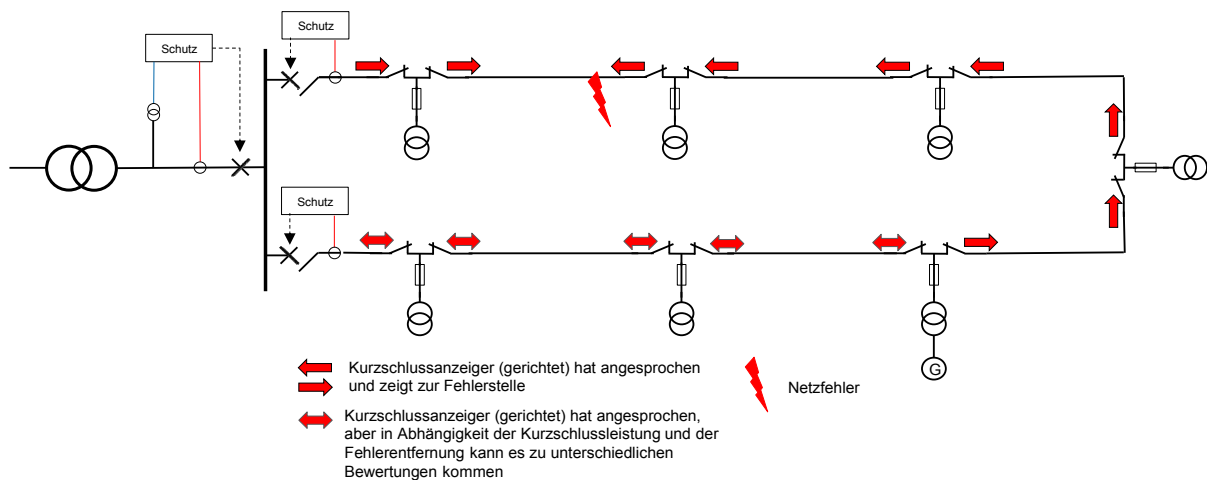


Abbildung 2-8: Einsatz von gerichteten KSA in MS-Ringnetz mit Rückspeisung von DEAs

Bei Ringnetzen mit Rückspeisung kommen auch die gerichteten KSA an ihre Grenzen. In Abhängigkeit des Fehlerortes in Verbindung mit Schutzauslösungen kann es zu wechselnden Kurzschlussrichtungen kommen.

Lösung: gerichteter Kurzschlussanzeiger mit phasenselektiver Anregung

In diesem Fall können gerichtete Kurzschlussrichtungsanzeiger zum Einsatz kommen, welche eine phasenselektive Anzeige besitzen.

Hinweis:

Werden Ringnetze von mehreren Seiten aus gespeist und weiter verzweigt, spricht man von sogenannten **Maschennetzen**, diese verfügen über mehrere Knoten und Zweige. Ein Maschennetz bietet bei entsprechender Auslegung die höchste Versorgungssicherheit, erfordert aber einen deutlichen komplexeren Netzschutz sowie Methoden zur Steuerung der einzelnen Leistungsflüsse auf einzelnen Zweigen.

2.1.4 Gerichtete Erdschlussortungsverfahren in gelöschten und isolierten Netzen zur schnellen Abschaltung von Erdschlüssen im DEA-Bereich

In Bild 2-9 ist ein gesundes Netz mit zwei Abgängen und einer DEA im Abgang A dargestellt. Während des gesunden Betriebes sind die Kopplungen zum Nullsystem normalerweise vernachlässigbar.

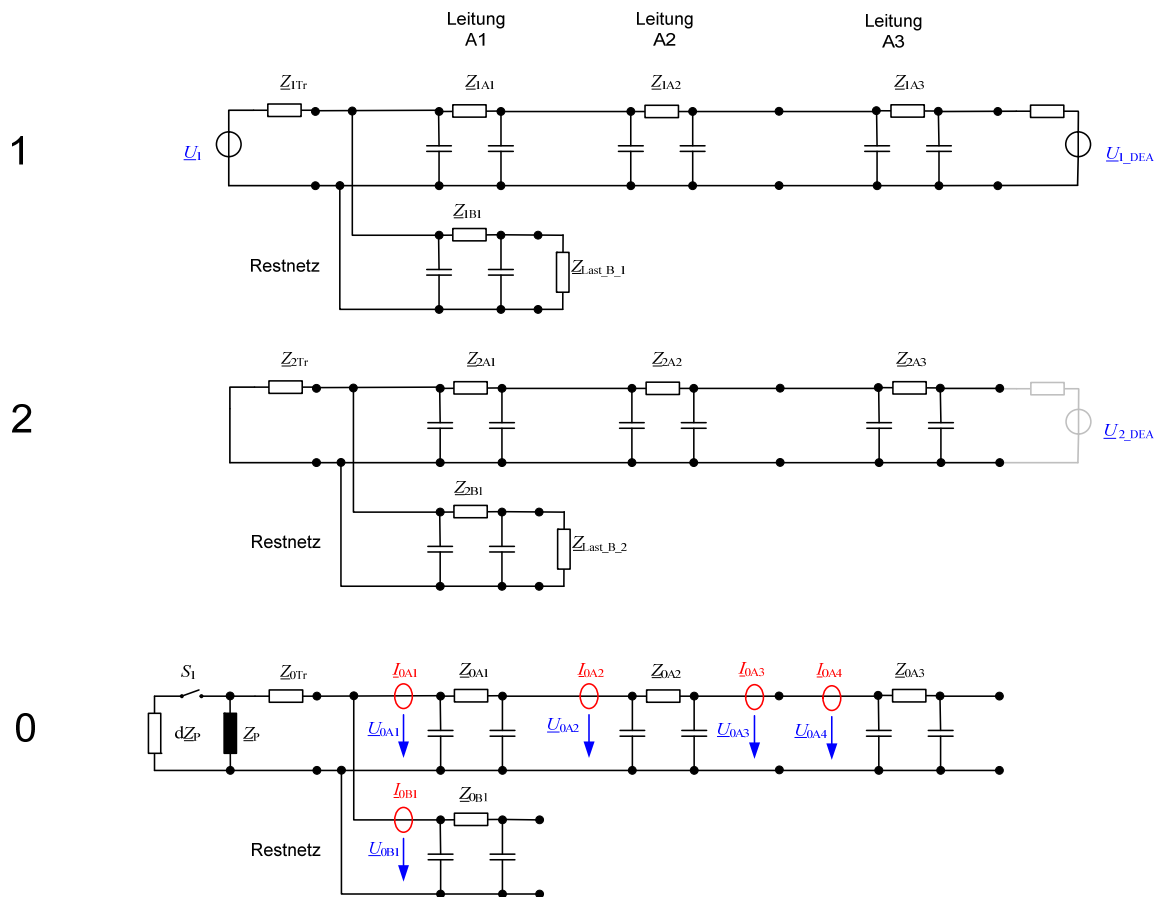


Abbildung 2-9: Zweiseitig gespeistes gelöschtes Netz in symmetrische Komponenten

Im Falle eines Erdschlusses werden die drei Systeme an der Fehlerstelle durch die Fehlerimpedanz gekoppelt, wie in Bild 2-10 dargestellt.

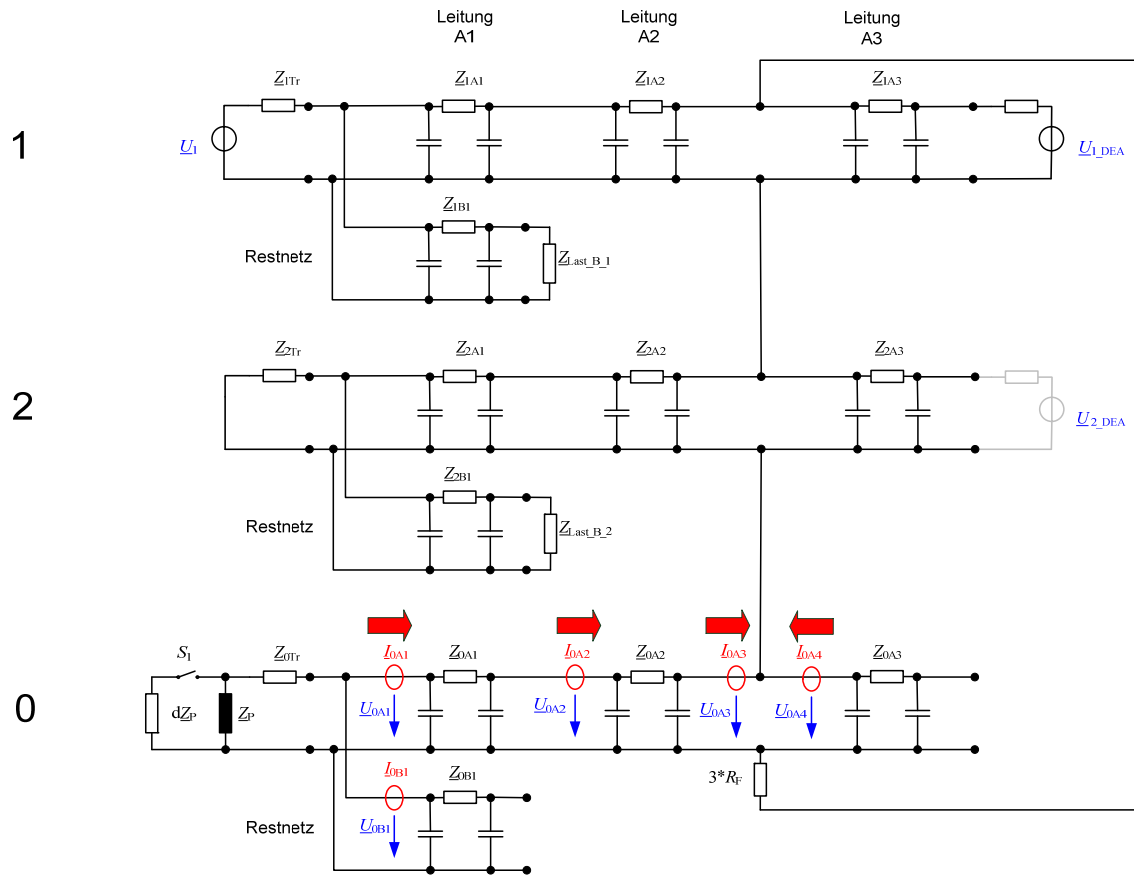


Abbildung 2-10: Zweiseitig gespeistes gelöstes Netz in symmetrische Komponenten mit einem Erdschluss

Bei der Erdschlussortung erfolgt nur eine Bewertung des Nullsystems. Die Impedanzen im Mit- und Gegensystem können zusammengefasst werden

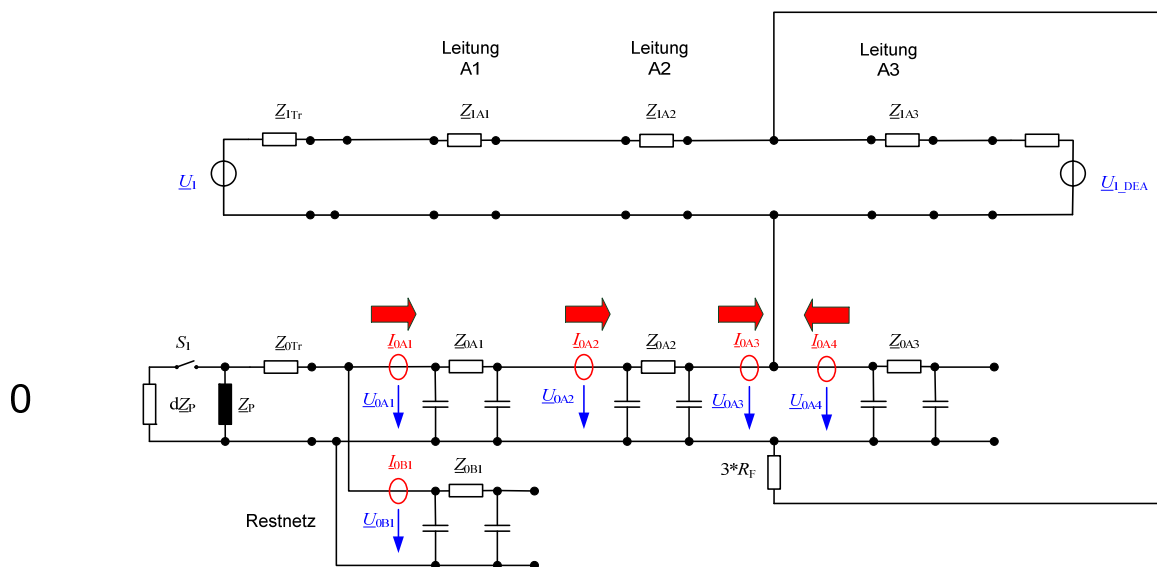


Abbildung 2-11: Vereinfachtes zweiseitig gespeistes gelöstes Netz in symmetrische Komponenten mit einem Erdschluss

Aus Bild 2-11 ist erkennbar, dass durch die DEA keine Beeinflussung der Erdschlussortung erfolgt, solange durch die DEA keine Änderung der Sternpunktbehandlung erfolgt und ein Übersprechen des Laststromes auf das Nullsystem vernachlässigbar ist.

Durch zusätzliche dezentrale Petersen-Spulen in der DEA ergeben sich die gleichen Beeinflussungen auf die Erdschlussortung, die sich auch derzeit bei Netzen ohne DEA durch dezentrale Petersen-Spulen ergeben.

DEA verursachen auch in Ringnetzen und vermaschten Netzen keine zusätzlichen Probleme. Die Beeinflussungen sind vergleichbar mit Beeinflussungen durch variable dezentrale Lasten.

Eine Unterscheidung ergibt sich heute meist durch unterschiedliche Anforderungen der Versorgungssicherheit bzw. Einspeisesicherheit. DEA sind meist so ausgelegt, dass Erdschlüsse in der DEA zu einer sofortigen Abschaltung der DEA führen. Die Reparatur erfolgt dann erst innerhalb von Tagen bzw. Wochen. Hingegen ist bei Kunden mit erhöhter Versorgungssicherheit eine Weiterversorgung auch während eines einpoligen Fehlers wichtig. Die Weiterversorgung der Kunden auch während des einpoligen Fehlers ist einer der großen Vorteile der Resonanzsternpunktterdung bzw. von kleinen isolierten Netzen.

Bei Erdschlüssen im DEA Bereich erfolgt eine sofortige Abschaltung, wodurch der Erdschluss beseitigt und die Gefahr eines Doppelerdschlusses im Restnetz reduziert wird.

Lösung 1:

Für das schnelle Abschalten des erdschlussbehafteten DEA-Netzes ist eine gerichtete Erdschlusserfassung erforderlich.

Übersicht der heute verfügbaren „Gerichteten Verfahren“.

Die *kursiv* dargestellten Verfahren sind auch für vermaschte Netze geeignet. Details zu den Verfahren, wie z.B. Funktion, Vor- und Nachteile, Anforderungen an die Messung [2] sowie Entscheidungshilfen sind zu finden in [7][8][6][9][10].

1. **Transiente Verfahren** in gelöschten und isolierten Netzen

a. Standard Wischer Verfahren

- qu Bewertung der Null-Ladung (q_0) und Null-Spannung (u_0)
- **qu2** Verbesserte Variante des qu-Verfahrens
- **qui** bei intermittierenden Erdschlüssen wird das qu Verfahren zum jeweiligen Zündzeitpunkt bewertet

- b. Stationäre Verfahren
 - $\cos(\phi)$ wird in gelöschten Netzen verwendet (wattmetrisches Verfahren)
 - $\sin(\phi)$ wird in isolierten oder teilkompensierten Netzen verwendet
 - $\sin(\phi)_cos(\phi)$ für isolierte und gelöschte Netze (Sektorverfahren)
 - Admittanz I_0 / \underline{U}_0 , es wird nur der Wirkanteil verwendet und ist ähnlich zum $\cos(\phi)$ Verfahren
- c. Oberschwingungsverfahren
 - 5. Oberschwingung (250 Hz)
 - 3. Oberschwingung (150 Hz)

Frei wählbare Frequenz im Bereich unter 250 Hz

2. Vergleichende Verfahren von Messungen der einzelnen Abgänge [8][3][10]

- a. 50 Hz
 - Suche des Abganges mit dem größten Wirkstrom (mit \underline{U}_0 als Referenzzeiger)
 - DESIR: der Referenzzeiger wird aus der Summe aller Nullströme errechnet
 - Admittanzbasierend: Abgang mit dem größten Wirkstrom
- b. 250 Hz
 - Suche des Abganges mit dem größten 250 Hz Blindstrom
- c. Frei wählbare Frequenz f_x
 - Suche des Abganges mit dem größten zu f_x gehörenden Blindstrom
- d. Vergleichende Pulsortung
- e. **Vergleichende „Schnelle Pulsortung“**

3. Injektion ins Nullsystem (Quasistationäre Verfahren) [8][3][10]

- a. Strom mit $f = 50$ Hz
 - Wattreststromerhöhung: Wirkstrom mit 5A ... 20 A
 - Wattreststromerhöhung: Wirkstrom mit 300 A
 - Standard-Pulsortung (Zuschaltung einer Kapazität parallel zur Petersen-Spule)
 - Kurzzeitige Überkompensation (Kük) (Zuschaltung einer Induktivität in Serie zur Petersen-Spule)
- b. Strom mit $f \neq 50$ Hz
 - **Schnelle Pulsortung** [8][3][10]

4. Admittanzverfahren basierend auf 50 Hz [8][3][10]

Die wesentlichsten Verfahren beruhen auf der Berechnung von

- a. I_0/\underline{U}_0 stationäre aktuelle Messungen
- b. $dI_0/d\underline{U}_0$ mit dem Referenzwert vor dem Fehler
- c. $dI_0/d\underline{U}_0$ mit dem Referenzwert vor einer Änderung im Nullsystem z.B.:
 - Zuschaltung einer Kapazität

- Zuschaltung einer Induktivität
- Zuschaltung eines Widerstandes
- Verstellung der Petersen-Spule
- ...

5. Admittanzverfahren basierend auf $f \neq 50$ Hz

- a. Berechnung der **Admittanz** bei Frequenzen ungleich 50 Hz, z.B. basierend auf der schnellen Pulsortung [8][3][10]

6. Sonstige Verfahren

Oben wurden Verfahren aufgezählt, die für die Richtungserkennung den Null-Strom und die Null-Spannung benötigen. Es existieren aber auch Verfahren, die rein aus den Änderungen der drei Ströme eine Richtungserkennung ermöglichen [8][10].

Lösung 2:

Allerdings wird durch die Abschaltung der DEA die Leiter-Erde Kapazität des Netzes um die Leiter-Erde Kapazität des DEA Netzes reduziert. Dies kann zu nicht zulässigen Strömen über die Fehlerstelle führen, falls der Erdschluss nicht im DEA Netz aufgetreten ist [1]. In diesem Fall sind weitere Maßnahmen zu treffen. Durch die Kombination der Petersen-Spule mit dem Verfahren „Erden der fehlerhaften Phase“ (FPE) [5] ergeben sich heute neue Möglichkeiten zur Beruhigung des Netzes und zu einer wesentlichen Entlastung der Fehlerstelle, insbesondere bei wiederzündenden Erdschlüssen in „Kabelabschnitten“.

Die wesentlichsten Eigenschaften des „Erden der fehlerhaften Phase“ und der „erweiterten Resonanz- Sternpunkt-Erdung“ (**eRESPE**) sind beschrieben in [4][5]. Alternativ sind auch aktive Kompensationen des kapazitiven Stromes möglich [11].

Referenzen

- [1] Bruch T., Druml G.: *Aspekte der Verkabelung hinsichtlich der Sternpunktbehandlung in 110-kV-Netzen*, Beitrag zum FNN/ETG-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2014 in Neuss, 2014
- [2] Druml G., Luxenburger R., Meyer J., Schegner P.: *Moderne einfache Sensoren für die Kurzschluss- und Erdschlussortung*, Beitrag zum FNN/ETG-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2010 in Ulm, 2010
- [3] Druml G., Raunig C., Fickert L., Schegner P.: *Schnelle Pulsortung – Ergebnisse von Feldversuchen*, Beitrag zur ETG Fachtagung STE 2014 in Nürnberg, ETG-Fachbericht 143,VDE-Verlag GmbH, Berlin Offenbach, 2014
- [4] Druml G., Raunig C., Fickert L., Schegner P.: *Vergleich des Verhaltens des Kabelfehlers im isolierten und gelöschten Netz bei unterschiedlicher Kompensation*, Beitrag zur ETG Fachtagung STE 2014 in Nürnberg, ETG-Fachbericht 143,VDE-Verlag GmbH, Berlin Offenbach, 2014
- [5] Druml G., Schegner P., Fickert L., Schlömmer M.: *Advantages of the new combination: Petersen-Coil and Faulty-Phase-Earthing*, paper 1450, CIRED Lyon 2015

- [6] Druml G.: *Entscheidungshilfen zur Auswahl geeigneter Verfahren zur gerichteten Erdschlusserfassung*, Beitrag zurOMICRON Anwendertagung in Darmstadt,OMICRON, Klaus, 2011
- [7] Druml G.: *Innovative Methoden zur Erdschlussortung und Petersen-Spulen Regelung*, Dissertation am Institut für elektrische Anlagen in Graz, 2012
- [8] Druml G.: *Innovative Methoden zur Erdschlussortung und Petersen-Spulen Regelung*, Erweiterte Broschüre der Fa. Trench Austria, Linz, 2015
- [9] Melzer H. et al: *Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH)*, ETG-Fachbericht 132, VDE-Verlag GmbH, Berlin Offenbach, 2012
- [10] Tengg C., Schoaß K., Schmaranz R., Druml G., Marketz M., Fickert L.: *Erdschlussversuche im 20-kV-Verteilungsnetz der KNG-Kärnten Netz GmbH*, Beitrag zur ETG Fachtagung STE 2014 in Nürnberg, ETG-Fachbericht 143, VDE-Verlag GmbH, Berlin Offenbach, 2014
- [11] Winter K.: *Die sichere und schnelle Entsorgung des Kabelfehlers in gelöscht betriebenen Netzen*, Beitrag zur ETG Fachtagung STE 2011 in Erfurt, ETG-Fachbericht 129, VDE-Verlag GmbH, Berlin Offenbach, 2011

2.1.5 Sammelschienen-Schutz durch rückwärtige Verriegelung

Die rückwärtige Verriegelung ist eine Variante des Blockierverfahrens und wird mit dem Ziel angewandt, bestimmte Fehler (z.B. Sammelschienenfehler in MS-Anlagen) schnell abzuschalten. Hierzu werden alle Abgangsrelais auf Schutzanregung (ggf. gerichtet) abgefragt. Ist kein Abgang angeregt bedeutet dies, dass der Fehler auf der Sammelschiene liegen muss. Damit ist für die Auslösung des einspeisenden Transformators keine weitere Zeitverzögerung erforderlich.

Dieses Verfahren kann im Arbeitsstromprinzip oder Ruhestromprinzip ausgeführt werden. Nachfolgend wird das Ruhestromprinzip näher erläutert. Um u.a. Schaltzeiten der Zwischenrelais entsprechend zu berücksichtigen, empfiehlt es sich die Schnellzeit gering anzuheben: z.B. um 30...100 ms.

Für den Fall, dass dezentrale Einspeiser im Netz vorhanden sind, ist in den Abgängen ein Richtungsentscheid nötig, um zwischen Abgangs- und Anlagenfehler zu unterscheiden. Dies lässt sich nach folgendem Prinzip realisieren.

In dieser Variante (Bild 2-12 und Bild 2-13) ist die Signalschleife nach dem Ruhestromprinzip ausgeführt. Neben der Generalanregung wird der Richtungsentscheid mitbewertet und ein Öffnerkontakt Schutzanregung in Vorwärtsrichtung angesteuert. Die Signalschleife wird dem Transformator-Schutz, in diesem Beispiel ein Distanzschutz, zugeführt. Das Signal gibt eine Zone frei, die mit einer angehobenen Schnellzeit versehen ist, in Richtung Sammelschiene wirkt und mindestens die gesamte Sammelschiene umfasst. Diese Zone soll bei Abgangsfehlern blockiert werden.

Bei MS-Netzen ohne dezentrale Einspeiser führt ein Anlagenfehler nicht zu einer Anregung in den Abgängen, sodass der Schutz in der Einspeisung in angehobener Schnellzeit auslöst.

In Netzen mit dezentralen Einspeisern kann, in Abhängigkeit von der Einspeiseleistung und der Entfernung der DEA vom Fehlerort, der Fehlerstrombeitrag dieser Anlagen zu einer Anregung in den Abgängen führen, deshalb muss zusätzlich der Richtungsentscheid mit bewertet werden.

Eine Überwachung der Signalschleife ist sinnvoll. Durch das Ruhestrom-Prinzip würde bei Ausfall der Freigabespannung über eine längere Zeit auch ein Drahtbruch in der Signalschleife erkannt werden.

Bei dem in Bild 2-12 dargestellten Fehler, regt der Abgangsschutz in =J02 an, was zu einer Unterbrechung des Signals und damit zur Blockade der Schnellzeit-Zone für den Schutz der Sammelschiene führt. Somit wird der Fehler vom Schutz des Abgangs =J02 selektiv abgeschaltet.

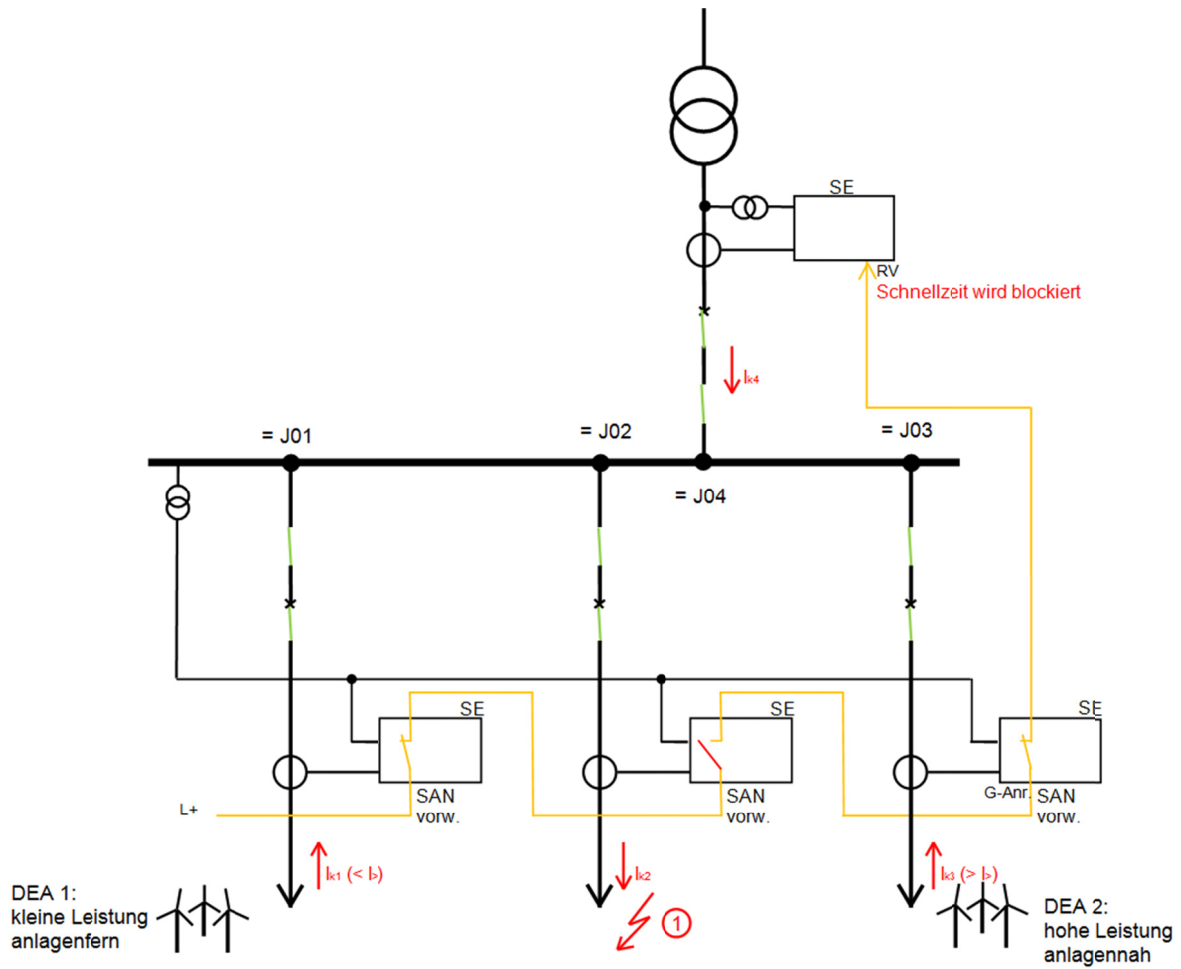


Abbildung 2-12: Sammelschienen-Schutz durch rückwärtige Verriegelung - Verhalten der Signalschleife bei Kurzschluss auf der Leitung

In Bild 2-13 ist das Verhalten der Signalschleife für einen Anlagenfehler dargestellt.

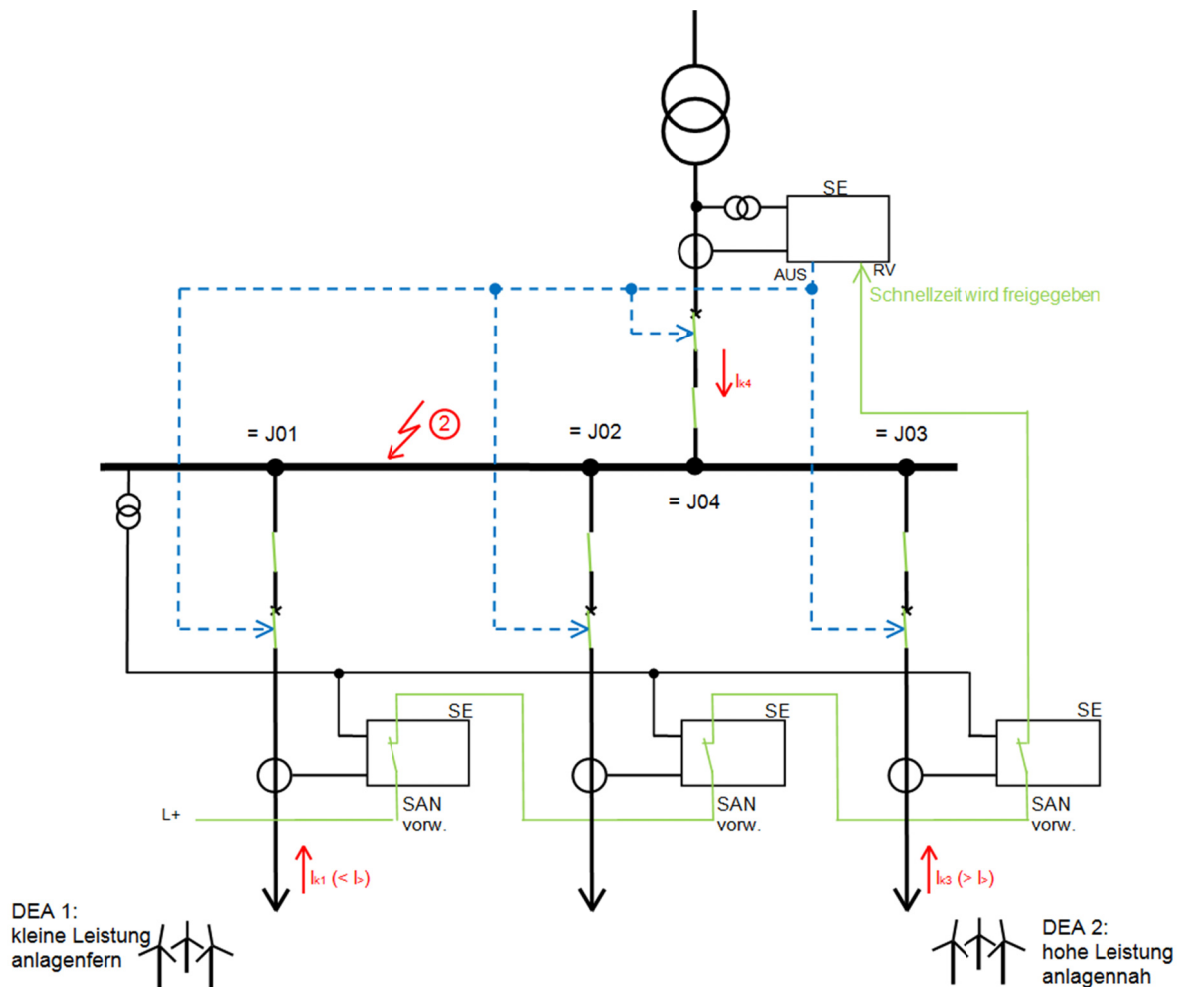


Abbildung 2-13: Sammelschienen-Schutz durch rüchwärtige Verrriegelung - Verhalten der Signalschleife bei Kurzschluss auf der Sammelschiene

In Bild 2-13 liefert die Erzeugungsanlage in Abgang =J03 bei Anlagenfehler einen Beitrag zum Kurzschlussstrom, der so hoch ist, dass der Schutz in diesem Abgang anregt. Der Richtungsentscheid ist jedoch rüchwärts, so dass die Signalschleife dadurch nicht unterbrochen wird. Somit erfolgt auch hier eine Auslösung in angehobener Schnellzeit. Um sicherzugehen, dass keine der DEA den Anlagenfehler weiter speist, können, mit Hilfe einer entsprechenden Mitnahme-Schaltung, die Leistungsschalter in den Abgängen mit DEAs ebenfalls auslösen.

2.2 Geringere Unterschiede zwischen Last- und Kurzschlussstrom

Schutzkonzepte sollten so ausgelegt sein, dass für alle Fehlerarten und -orte im einfachen Versagensfall ein wirksamer Reserveschutz vorhanden ist. Für alle Netze sollte deshalb ein durchgängiges Haupt- und Reserveschutzsystem vorgesehen werden [1]

Aufgrund der aktuell verfolgten Netzausbaustrategien und Diskussion über Austausch von Blindleistung über Netzebenen hinweg ergeben sich die folgend beschriebenen Herausforderungen.

2.2.1 Auswirkungen des Netzausbaus auf Haupt- und Reserveschutz

2.2.1.1 110-kV-Netze

Bei den Netzausbauplanungen für 110-kV-Netze setzt sich zunehmend die Anwendung des NOVA-Prinzips durch, wie es bereits seit mehreren Jahren durch die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erarbeitung der national abgestimmten Netzentwicklungspläne angewendet wird. NOVA steht für **Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau**. Das Prinzip fordert für eine effiziente Netzentwicklung, dass zunächst Optimierungsmaßnahmen ausgeschöpft werden, bevor Maßnahmen zur Netzverstärkung oder zum Netzausbau umgesetzt werden.

Beispielhaft sind für Optimierungsmaßnahmen das Freileitungsmonitoring und das Auslastungs-monitoring zu nennen.

Beim Freileitungsmonitoring werden abhängig von Umgebungstemperatur und/oder Windgeschwindigkeit die Strombelastungsgrenzen für Leiterseile durch empirische Berechnungsvorschriften so bestimmt, dass die Leiterseiltemperatur von 80 °C nicht überschritten wird. Im Ergebnis lässt sich bei niedrigen Temperaturen und hohen Windgeschwindigkeiten die Strombelastung stark erhöhen.

Beim Auslastungsmonitoring werden die Belastungsreserven für den (n-1)-sicheren Betrieb, die in einem vermaschten Netz zwischen 30% und 50% der zulässigen Strombelastbarkeit liegen, bereits für den Regelbetrieb genutzt. Die (n-1)-Sicherheit wird dabei durch eine Schaltautomatik sichergestellt, die nach Eintreten des (n-1)-Falls durch gezieltes und schnelles Abschalten von Erzeugern und/oder auch Verbrauchern eine Entlastung der Netzbetriebsmittel herbeiführt.

Neben diesen Optimierungsmaßnahmen werden auch die Netzstrukturen angepasst mit der Zielstellung die Versorgungsaufgaben mit einer minimalen Anzahl an Betriebsmitteln sicherzustellen. Dies führt dazu, dass z.B. eingeschleifte Stationen zu Stichanschlüssen zurückgebaut werden und damit aus zwei zu schützende Stromkreisabschnitten ein Längerer entsteht. Das führt tendenziell dazu, dass der ortsferne Reserveschutz nicht mehr mit der geforderten Verlässlichkeit sichergestellt werden kann.

2.2.1.2 MS-Netze

Auch in Mittelspannungsnetzen werden Netzstrukturen angepasst und zunehmend Selektivstationen zurückgebaut, wodurch die Kurzschlussimpedanz einzelner Stromkreise so groß werden, dass der Reserveschutz für die Leitungen nicht mehr durch den Schutz der Trafoeinspeisung sichergestellt ist.

2.2.1.3 Anregesicherheit und- zuverlässigkeit

In Hinblick auf die oben beschriebenen Herausforderungen gleichen sich in den Verteilnetzen maximale Betriebsströme und minimale Kurzschlussströme einander an.

Die im Leitfaden [1] empfohlenen Werte für Anregesicherheit und Anregelverlässlichkeit können zunehmend nicht mehr eingehalten werden.

In Anlehnung an die internationale Norm IEC 448 werden die Begriffe **Zuverlässigkeit** (IEC 448-12-04), **Verlässlichkeit** (IEC 448-12-06) und **Sicherheit** (IEC 448-12-05) sinngemäß auch für Anregesysteme von Schutzeinrichtungen angewendet.

Die Zuverlässigkeit der Schutzanregung beschreibt sowohl die Eigenschaft, bei Kurzschlüssen auf den zu schützenden Selektionsabschnitten verlässlich anzuregen (Anregelverlässlichkeit), als auch sicher gegen Falschanregungen im störungsfreien Betrieb zu sein (Anregesicherheit).

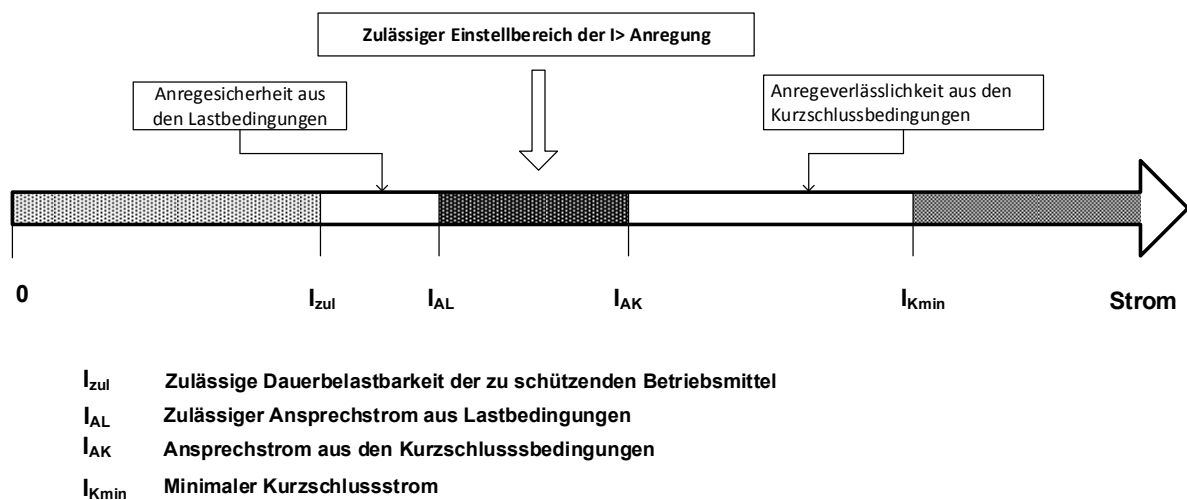


Abbildung 2-14: Zulässiger Einstellbereich der Überstromanregung

Lösung: örtlicher Reserveschutz

- Sicherstellung des Reserveschutzes durch Aufbau eines örtlichen Reserveschutzes
- bedingt den Aufbau eines Leistungsschaltersversagerschutzes
- bedingt den Aufbau einer redundanten Hilfsspannungsversorgung für Hauptschutz und Reserveschutz
- unterschiedliche Wirtschaftlichkeit und Angemessenheit für 110-kV-Netze und MS-Netze

Referenzen

- [1] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN): *Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen*, VDE-Verlag GmbH, Berlin Offenbach, 2009

2.2.2 Begrenzung von Leistungsflüssen aufgrund winkelabhängiger Anregeverfahren

Besonders an leistungsstarken Netzknoten stellt die klassische Überstromanregung des Distanzschutzes eine harte Begrenzung für maximale Betriebsströme und damit verbunden Leistungsflüsse dar. Aufgrund der großen Kurzschlussleistung bietet die Unterspannungsanregung in der Regel keine ausreichende Anregezuverlässigkeit.

Aus diesem Grund kommen in Freileitungsnetzen (≥ 110 kV) besonders an **Netzeinspeisungen oder anderen leistungsstarken Netzknoten** winkelabhängige Anregeverfahren zum Einsatz. Die Verfahren können zwischen einem stark resistiven Betriebsstrom und einem induktiven Fehlerstrom unterscheiden, um im Fehlerfall eine höhere Empfindlichkeit aufzuweisen. Diesem **Zugewinn an Empfindlichkeit** für induktive Ströme steht jedoch die **Begrenzung induktiver Blindleistungsflüsse** entgegen, da diese von Netzfehlerzuständen nur bedingt zu unterscheiden sind.

Im Zuge der Energiewende und des Ausbaus regenerativer Energiequellen in den Verteilnetzebenen tritt auch die Diskussion über den **Austausch induktiver Blindleistung** zur Stabilisierung (Spannungssenkung) schwach belasteter Übertragungsnetze immer wieder in den Fokus. Aus diesem Grund soll im Folgenden etwas näher auf die begrenzende Wirkung der winkelabhängigen Unterimpedanzanregung ($Z <$) kombiniert mit einer klassischen Überstromanregung ($I >>$) eingegangen werden. Die Betrachtungen lassen sich auch sinngemäß auf die winkelabhängige Überstromanregung (I_{ϕ}) anwenden.

Um die einzelnen Anregeverfahren hinsichtlich ihres begrenzenden Effektes vergleichen zu können, wird eine Darstellung in der komplexen Leistungsebene (S-Ebene) gewählt.

Für die Impedanzanregung, definiert in der komplexen Z-Ebene, ergibt sich folgende Transformationsvorschrift in die Leistungsebene:

$$\underline{S} = U_{LL,\min}^2 \cdot \frac{1}{\underline{Z}^*}$$

Aus den Reichweiten in R- und X-Richtung bzw. der Lastaussparung der Impedanzanregung ergeben sich drei maßgebliche Punkte (P1, P2, P3) – siehe Abbildung 2-15.

Hinweis

Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird auf Darstellung der winkelunabhängigen Reichweite Z_v zu Gunsten der Überstromanregung verzichtet.

$$\begin{aligned}
 \text{P1: } \underline{Z} &= jX_v & \rightarrow \underline{S} &= U_{LL,\min}^2 \cdot j \frac{1}{X_v} \\
 \text{P2: } \underline{Z} &= R_v & \rightarrow \underline{S} &= U_{LL,\min}^2 \cdot \frac{1}{R_v} \\
 \text{P3: } \underline{Z} &= R_v + jX_v & \rightarrow \underline{S} &= \frac{U_{LL,\min}^2}{R_v^2 + X_v^2} \cdot (R_v + jX_v)
 \end{aligned}$$

Bild 2-15 und Bild 2-16 zeigen ein konkretes Anwendungsbeispiel an einem 380/110 kV -Einspeiseknoten. Der unterspannungsseitige Distanzschutz stellt neben Schutz der 110 kV Sammelschiene auch Reserveschutz für den umliegenden Leitungsschutz zur Verfügung. In vielen Fällen wird u.a. eine Impedanzanregung verwendet, da Sie besonders an Einspeisepunkte eine maximale Empfindlichkeit unabhängig von schwankender Kurzschlussleistung aufweist.

In Bild 2-16 wird ersichtlich, dass außerhalb der Lastausparung nicht die Reichweite in X (X_v) sondern der Punkt P3 die größte Begrenzung für Blindleistungsflüsse darstellt.

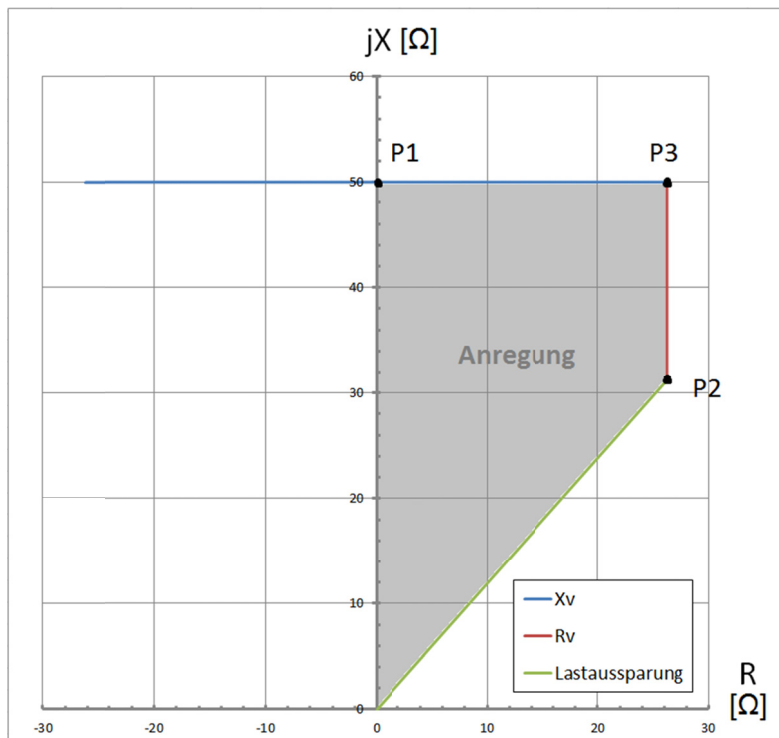


Abbildung 2-15: Beispiel 200MVA Trafoeinspeisung - Impedanz- und Überstromanregung in Impedanzebene
 ($X_v=50 \Omega$ $R_v=26 \Omega$ $\beta=50^\circ$ $I_{>>}=1570 \text{ A}$ $U_{\min}=99 \text{ kV}$)

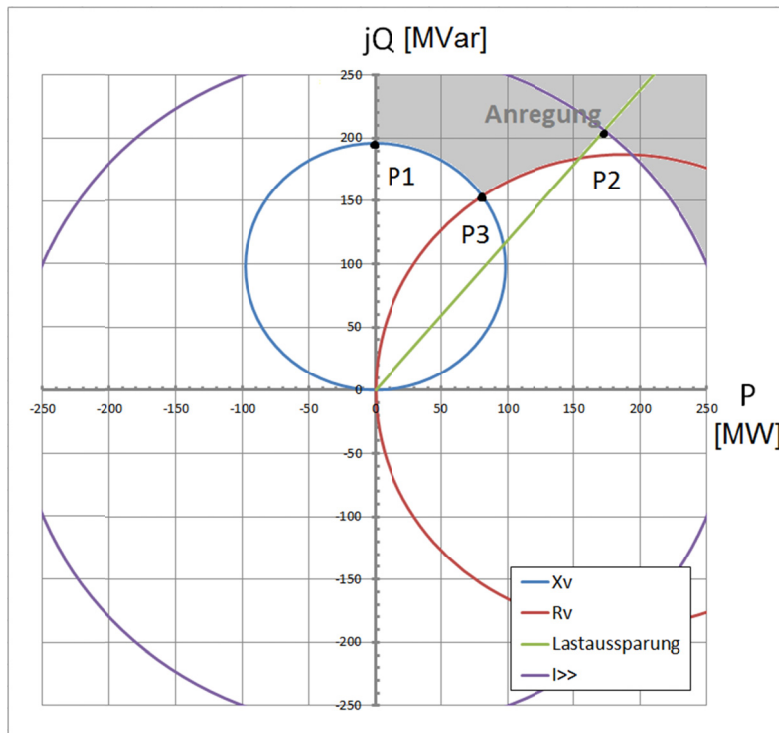


Abbildung 2-16: Beispiel 200MVA Trafoeinspeisung - Impedanz- und Überstromanregung in Leistungsebene
 ($X_v=50 \Omega$ $R_v=26 \Omega$ $\beta=50^\circ$ $I_{>>}=1570 \text{ A}$ $U_{\min}=99 \text{ kV}$)

Lösung 1: Überwachung der maximalen Blindleistung im Leitsystem

Im Sinne eines sicheren Netzbetriebes wird empfohlen zukünftig diese **Maximale Blindleistung** als **Grenzwert** im Netzleitsystem mit aufzunehmen und zu überwachen.

Lösung 2: Visualisierung der Anregecharakteristik im Leitsystem

Bei der Rechnung der Ausfallvarianten sollten neben der Überprüfung hinsichtlich Einhaltung von Strom- und Spannungsgrenzen auch Kaskadierungseffekte durch Schutzeinrichtungen berücksichtigt werden. Alle Netzelemente werden bei Ausfall eines Netzelementes hinsichtlich Ansprechens der Überstrom-, Unterspannung- oder Impedanzanregung geprüft. Sollte es zum Ansprechen einer Schutzeinrichtung kommen, ist mit einer kaskadierenden Schutzauslösung für dieses Element zu rechnen, was zu einer Störungsausweitung bis hin zu einem lokalen Blackout führen kann.

Zur Überprüfung auf Überstrom- bzw. Unterspannungsanregung ist jeweils der Laststrom bzw. die Knotenspannung mit den Einstellwerten im Schutz je Abzweig zu vergleichen. Hierbei ist ein Sicherheitsfaktor (Rückgangsverhältnis, Genauigkeit Wandler, Genauigkeit Schutz, Berücksichtigung von Ausgleichsvorgängen) zu berücksichtigen.

Heutzutage ist es üblich, Distanzschutzeinrichtungen mit Impedanzanregung, auch Polygonanregung genannt, zu betreiben. Diese Kennlinie arbeitet in der komplexen Z-Ebene. Hierbei ist es aber völlig ausreichend, nur den 1. Quadranten zu betrachten, da für hochbelastete Abgänge sowieso nur der 1. und 3. Quadrant von Bedeutung sind und diese spiegelsymmetrisch aufgebaut sind.

Für die Konstruktion der Polygonkennlinie werden folgende Parameter je Abzweig im Netzleitsystem hinterlegt:

$X_V, R_V, R_{Last}, \varphi_{Last}$

Der aktuelle Arbeitspunkt der komplexen Impedanz wird bei der Lastflussrechnung für jedes Element aus den komplexen Spannungen und Strömen bzw. aus Wirk- und Blindleistung ermittelt und mit der Anregekennlinie verglichen. Hierbei kann der Arbeitspunkt wie folgt berechnet werden:

$$R = \frac{P}{3 \cdot I^2} \qquad X = \frac{Q}{3 \cdot I^2} \qquad (P \text{ in W} \quad Q \text{ in Var} \quad I \text{ in A})$$

Für die Anregekennlinie ist ebenfalls ein Sicherheitsfaktor in Analogie zur Überstrom- und Unterspannungsanregung zu berücksichtigen. Somit entsteht ein größeres Polygon, welches den Warnbereich darstellt.

Sollte sowohl im Grundfall, als auch im (n-1)-Fall der Arbeitspunkt im Warnbereich oder sogar im Bereich der Anregung liegen, ist dieser Abzweig als Befund für Kaskadierung auszugeben. Durch den Operator muss es jederzeit möglich sein, sich den aktuellen Arbeitspunkt im Vergleich mit der Anregekennlinie anzusehen (siehe Bild 2-17).

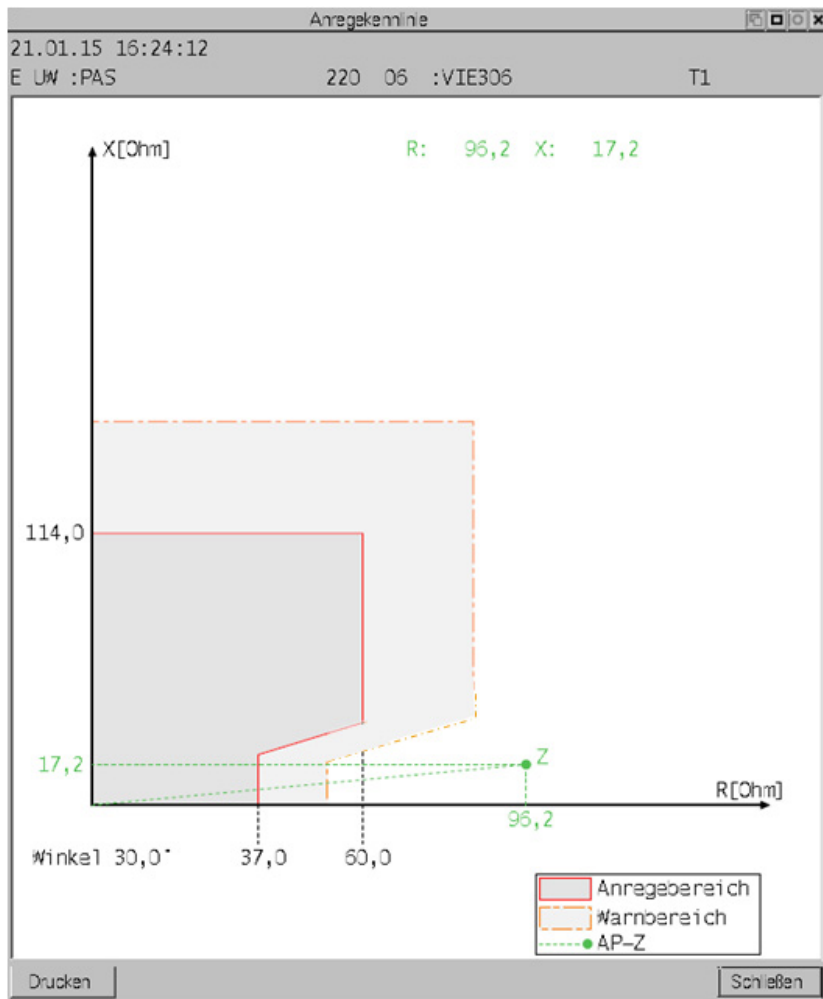


Abbildung 2-17: Beispiel für die Überwachung der Impedanzanregung mit aktuellem Arbeitspunkt (grün)

Hinweis:

Bei spannungsgesteuerten Anregelverfahren ist es sinnvoll, innerhalb der NSR Kurzschlussberechnungen für symmetrische und unsymmetrische Fehler am Ende des jeweiligen Schutzbereiches (bei einer Leitung wäre es das Leitungsende bzw. zur Vereinfachung die Sammelschiene in der Gegenstation) durchzuführen. Der kleinste Kurzschlussstrom der verschiedenen Fehlerarten wird verglichen mit dem Freigabestrom der Impedanz- bzw. der Unterspannungsanregung unter Berücksichtigung eines vom Netzbetreiber zu definierenden und änderbaren Sicherheitsfaktors.

2.2.3 Einfluss auf die Staffelung strombasierender Schutzverfahren durch Erhöhung der Kurzschlussleistung von DEAs

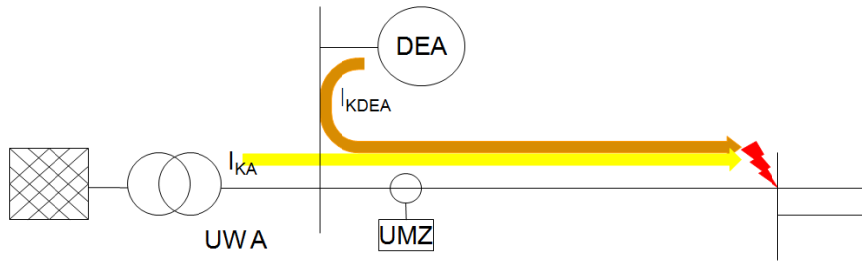


Abbildung 2-18: Einfluss auf die Staffelung strombasierender Schutzverfahren durch Erhöhung der Kurzschlussleistung von DEA

Aufgrund von Übertragbaren Leistungen ins übergeordnete Netz und aufgrund von Netzurückwirkungen werden DEA häufig in der Nähe der Einspeisepunkte z.B. im MS-Netz innerhalb der ersten 5km im Stich angeschlossen.

Durch DEA erfolgt ein zusätzlicher Kurzschlussstrombeitrag. Dieser ist bei der Auslegung der Hochstromstufe zu berücksichtigen, um eine Überfunktion auf nachgeordnete Schutzabschnitte zu vermeiden. Sollte die DEA-Einspeisung wegfallen, so wird die Reichweite stark reduziert. Dies kann dazu führen, dass eine eingestellte Hochstromstufe auch völlig unwirksam werden kann.

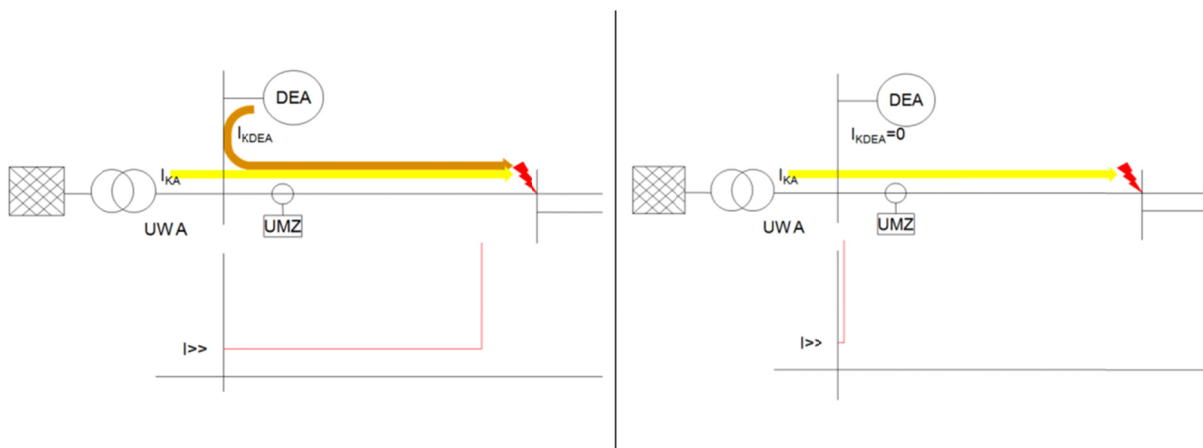


Abbildung 2-19: Verhalten von UMZ-Schutzeinrichtung bei zusätzlichem Kurzschlussstrombeitrag am Beispiel der Hochstromstufe ($I >>$ in der Abbildung) links mit DEA/rechts ohne DEA

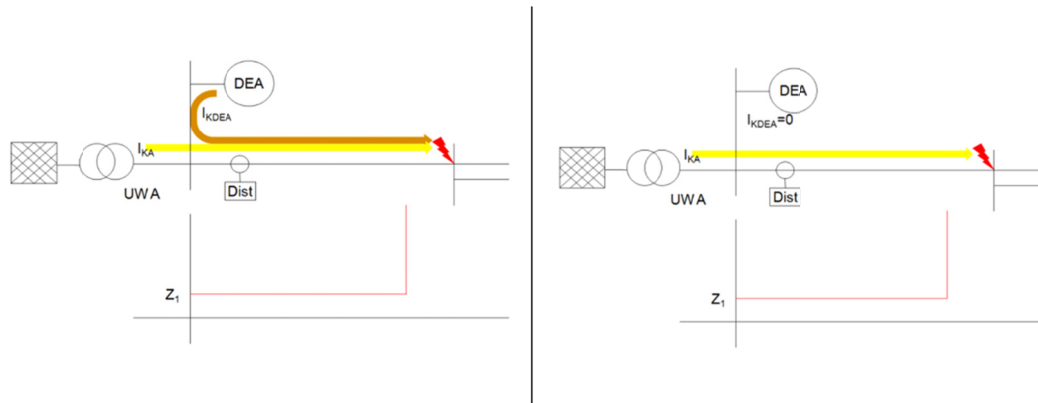


Abbildung 2-20: Verhalten von Distanz-Schutzeinrichtung bei zusätzlichem Kurzschlussstrombeitrag am Beispiel der Hochstromstufe (Z1 in der Abbildung) links mit DEA/rechts ohne DEA

Weiterhin wird aufgrund der Abhängigkeit vom Kurzschlussstrom auch die Reichweitenbegrenzung Kabel-Freileitung/Freileitung-Kabel erheblich erschwert, welche zum Start bzw. Blockade einer Automatischen Wiedereinschaltfunktion benötigt wird. So wird, wie in nachfolgender Abbildung dargestellt, die AWE auch auf Teilen der Kabelstrecke durchgeführt.

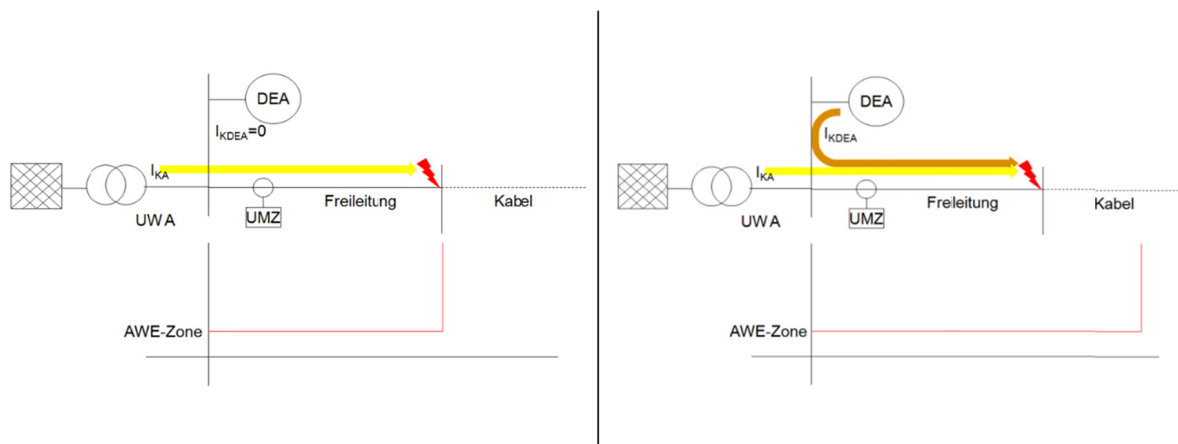


Abbildung 2-21: Beispiel für AWE auf Kabel-Teilstrecken

Lösung: Distanzschutz

Es ist in Netzen mit hoher Einspeisung notwendig Distanzschutzeinrichtungen einzusetzen, da hier eine größere Unabhängigkeit der Fehlerentfernung von der Höhe des Kurzschlussstromes existiert.

2.2.4 Simulation von Netzfehlern mit Beteiligung von dezentralen Erzeugungsanlagen

2.2.4.1 Systemdienstleistung - Spannungsstützung durch DEA

Eine dezentrale Erzeugungsanlage (DEA) muss entsprechend der BDEW- Richtlinie für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz [1] bei kurzen Spannungseinbrüchen, z.B. im Fall eines Netzfehlers, für mindestens 150 ms mit dem Netz verbunden bleiben und sich mit einer definierten Blindstrom-einspeisung an der dynamischen Spannungsstützung (Fault-Ride-Through) beteiligen.

Im Fall der netzstromrichtergekoppelten DEA wird angenommen, dass der Beitrag zum Kurzschlussstrom im Bereich des Anlagenstromes liegt und die Phasenlage des Stromes in Bezug auf die Spannung am Netzanschlusspunkt (NAP) zur Erfüllung der Systemdienstleistung einstellbar ist.

Damit sind diese DEA, die die Spannung am NAP und somit den Spannungstrichter im Kurzschlussfall beeinflussen, als eine spannungsgesteuerte Wechselstromquelle zu betrachten. Das physikalische Verhalten wird durch das Steuerverfahren des Stromrichters festgelegt und entspricht nicht dem allgemein gültigen netzphysikalischen Verhalten.

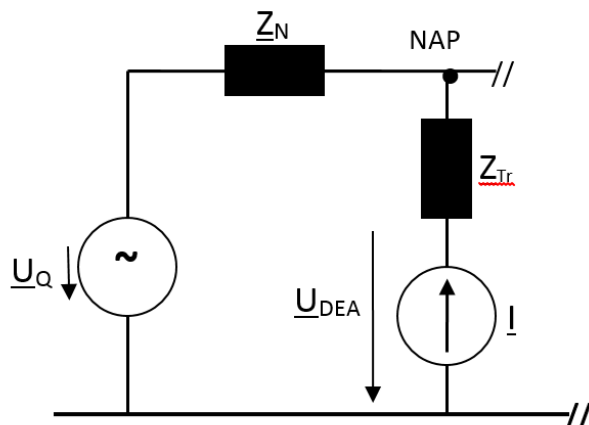


Abbildung 2-22: DEA als Wechselstromquelle am Netzanschlusspunkt

Die aktuell gültige Norm zur Kurzschlussstromberechnung DIN VDE 0102 von 2002 berücksichtigt das Verhalten einer DEA als Wechselstromquelle nicht.

Das Steuerverhalten eines Stromrichters unterliegt zurzeit keinen Standards und kann je nach Hersteller unterschiedlich realisiert werden.

2.2.4.2 Verhalten der netzstromrichtergekoppelten DEA bei unsymmetrischen Fehlern

Der tatsächliche Anteil des Kurzschlussstromes in einem Fehlerfall ist von der Arbeitsweise des Stromrichters der DEA und der Art des Fehlers abhängig.

In den meisten Fällen wird nur das Mitsystem eingespeist, was im Fall von unsymmetrischen, ein- und zweipoligen Fehlern keine Kurzschlussstromeinspeisung durch DEA zur Folge hat.

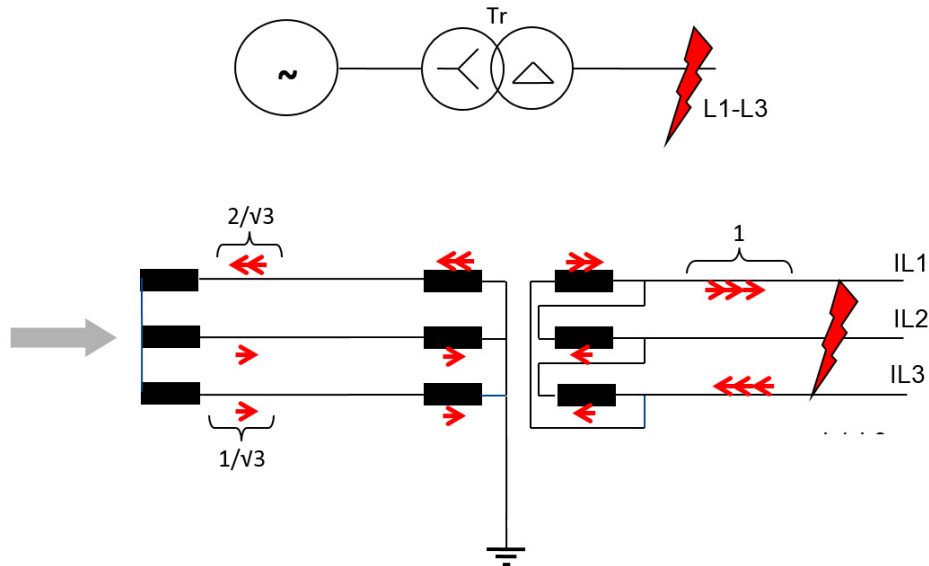


Abbildung 2-23: Übersetzung eines zweipoligen Fehlerstromes am YnD5 Transformator

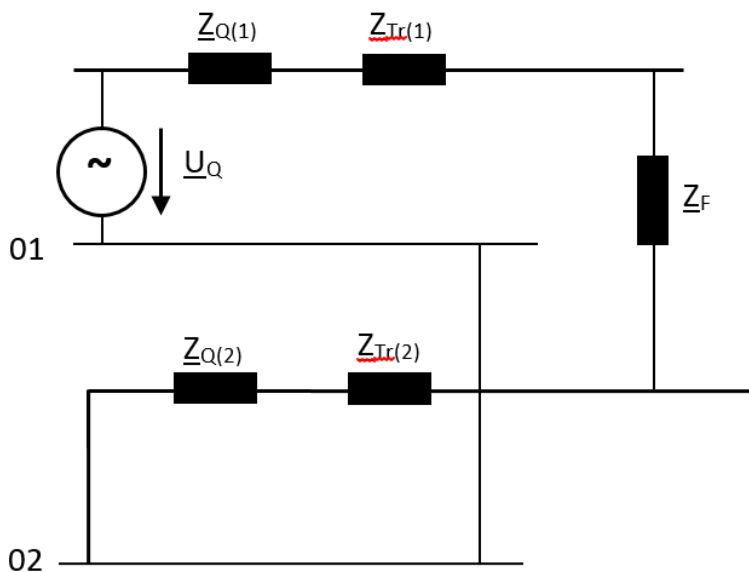


Abbildung 2-24: Ein zweipoliger Fehler in symmetrischen Komponenten

Die Betrachtung von unsymmetrischen Fehlern erfordert eine Gegensystemkomponente.

Da gegenwärtig durch die netzstromrichtergekoppelten DEA kein Gegensystem ($Z_{Q(2)} = \infty$) eingespeist wird, kann kein Fehlerstrom geliefert werden. Das kann in

Konsequenz zu einer fehlerhaften Schutzeinstellung mit anschließender Unterfunktion des Schutzes führen.

Im Fall einer angeschlossenen Last kann sich der Kurzschlussstrom über die Gegensystemkomponente der Last schließen. Damit hängt die Höhe des Stromes nicht nur von dem Steuerverhalten des Stromrichters und der am Netz angeschlossenen DEA sondern auch von der Last ab.

In der BDEW Richtlinie für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz wird im Rahmen des Nachweises des Kurzschlussstrombeitrages der DEA nur die Angabe der Kurzschlussstromgröße bei dreipoligen Fehlern gefordert.

Einige Simulationstools bzw. Netzberechnungsprogramme bieten Funktionen, Modelle, Programmierungsumgebung und Algorithmen, die die Simulation von Netzfehlern in Energiesystemen mit Beteiligung der DEA unterstützen.

Mit dem, in einigen Netzberechnungsprogrammen implementierten Modell eines statischen Generators, können unter anderem über einen Vollumrichter ans Netz angeschlossene DEA simuliert werden. Es stehen oft fertige Berechnungsvorlagen mit den nach IEC 61400-27 modellierten Windturbinen und Winderzeugungsanlagen für Simulationen bezüglich der Systemstabilitätsanalyse zur Verfügung.

Es kann ebenso eine Kurzschlussstromberechnung nach VDE/IEC und ANSI durchgeführt werden, wobei die folgenden Berechnungsoptionen zusätzlich zur Auswahl stehen:

- Kein Kurzschlussstrombeitrag (entspricht der Norm)
- Stromrichtergespeister Antrieb (nur für dreiphasigen Kurzschluss, gilt nicht für ANSI)
- Angabe eines Max. Beitrages zum Kurzschlussstrom

Mit der vollständigen Kurzschlussmethode (Überlagerungsverfahren) kann optional der Anschluss von DEA über einen Stromrichter im Rahmen einer dynamischen Spannungsstützung - Stabilitätsanalyse durch eine Stromquelle simuliert werden. Durch Anpassung der Gegensystemimpedanz kann das Gegensystemverhalten entsprechend beeinflusst werden.

In einigen Tools stehen spezielle Gegensystemstromregler zur Verfügung.

Mit dem Model des statischen Generators wird eine Stromquelle im Rahmen einer transienten Simulation ebenso unterstützt.

Lösung: Empfehlung

- Universelle und praxisnahe Modelle der DEA für transiente, dynamische und quasistationäre Berechnungen und Verfahren zur Bewertung von schutzrelevanten Themen sind zu erstellen bzw. von Herstellern zu liefern.
- Die Phänomene der dynamischen Wechselwirkungen zwischen Netz, Schutz und DEA sind mit diesen neuen Modellen und Simulationen zu untersuchen, um die Gegenwirkungen bzw. Synergie-potentiale dieser Komponenten künftig nutzen zu können.
- Daraus sind die Vorgaben für die Hersteller dezentraler Erzeugungsanlagen und die Empfehlungen für Schutzeinstellung bzw. Schutzkonzepte abzuleiten.
- In den Netzanschlussrichtlinien für DEA (VDE-AR-N 4120, TAB Hochspannung, 2015; zukünftige TAR) wird das o.g. Verhalten einer netzstromrichtergekoppelten DEA berücksichtigt, indem eine entsprechende Gegensystem-Innenreaktanz gleich der Mitsystem-Innenreaktanz für stromrichter-gekoppelte DEA vorgeschrieben wird.
- Die DIN VDE0102 ist zu erweitern, um das unterschiedliche Verhalten der DEA in einer Kurzschlussstromberechnung berücksichtigen zu können.

Referenzen

- [1] BDEW: *Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, Berlin, 2008
- [2] DIN EN 60909-0 (DIN VDE 0102) *Kurzschlussströme in Drehstromnetzen - Teil 0: Berechnung der Ströme*, VDE, Berlin, 2013
- [3] Jäkel Manuel.: *Herausforderungen an den Netzschutz*, ew-Magazin für Energiewirtschaft Heft 1/2015, EW Medien und Kongresse, Frankfurt, 2015

2.3 Zwischeneinspeisung und ihre Auswirkung auf den Schutz

2.3.1 Effekte der Zwischeneinspeisung

Eine Dezentrale Stromerzeugungsanlagen kurz: DEA stellt bei Anschluss im Stich (vorherrschende Anschlusskonzept im MS- und 110-kV-Verteilnetz) eine Zwischeneinspeisung für die Netzschutz-einrichtungen dar, wenn sie in deren Schutzbereich einen zusätzlichen Kurzschlussstrombeitrag im Fehlerfall einspeist (siehe Bild 2.25). Dieser zusätzliche Kurzschlussstrom $I_{KS,DEA}$ verursacht auf der Leitungsstrecke zwischen Netzanschlusspunkt der DEA und dem Fehlerort einen zusätzlichen Spannungsabfall. Aufgrund dieses Effekts reduziert sich der von der Netzschutzeinrichtung gemessene Kurzschlussstrom und erhöht sich die gemessene Spannung. Das sogenannte „Blinding“ des gemessenen Kurzschlussstroms wird anschaulich, wenn der über die Leitung fließende Strom als die Steigung des Spannungsprofils entlang der elektrischen Entfernung (Impedanz Z) zum Fehlerort identifiziert wird. Die Folge der Netzschutzeinrichtung ist eine Fehlmessung des Schutzkriteriums.

Folgende Effekte treten hierbei auf: Folgende Effekte treten hierbei auf:

- Beeinflussung der Fehlererkennung
- Der Kurzschlussstrom am Messpunkt sinkt – Überstromanregung wird erschwert
- Die Messspannung am Messpunkt steigt – Die Unterspannungsanregung wird erschwert
- Die Messung der Kurzschlussimpedanz wird verfälscht – Impedanzanregung wird erschwert
- Die Berechnung Schleifenimpedanz wird verfälscht – Fehlmessung der Fehlerimpedanz und somit falsche Zonenzuordnung

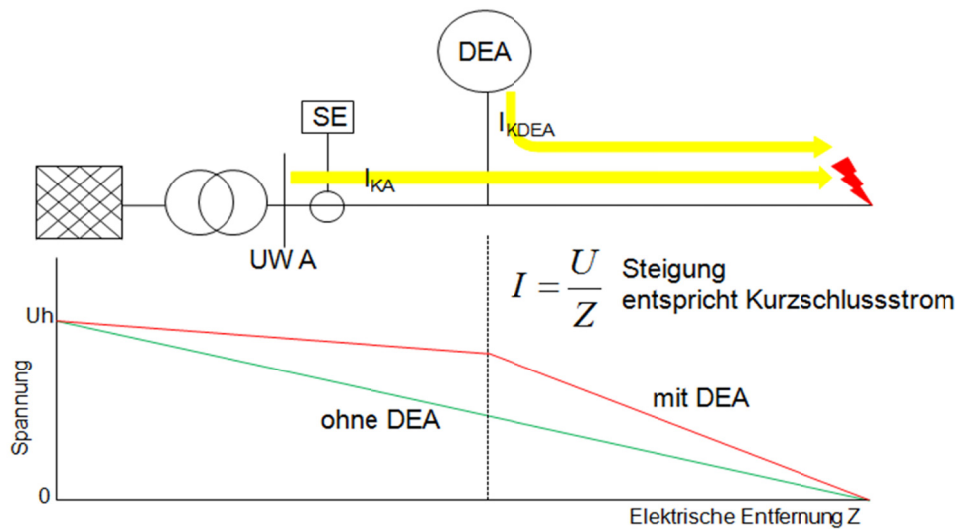


Abbildung 2-25: Zwischeneinspeiseeffekt - Standardanschluss in der MS

Neben den zuvor angeführten Effekten gibt es auch noch eine Reihe von weiteren Einflussfaktoren die das System zusätzlich negativ beeinflussen

- Geringer vorgelagerte Kurzschlussleistung (UW A)
- Die Größe der Kurzschlussleistung der DEA's (Bild 2-26) – Verhältnis von vorgelagerte Kurzschlussleistung und Kurzschlussleistung der DEA
- Entfernung (Impedanz) zw. Knotenpunkt der Einspeisung und Netzfehlerort

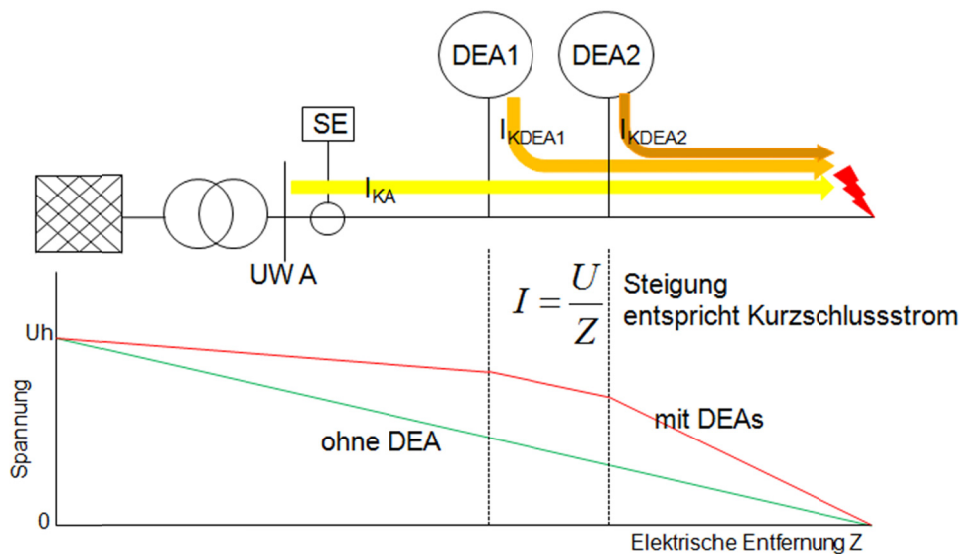


Abbildung 2-26: Zwischeneinspeiseeffekt bei mehreren DEAs- Standardanschluss in der MS

Bei einer Stammleitung, die zweiseitig gespeist wird, sind beide auf die Stammleitung eingespeisten Kurzschlussströme zu betrachten.

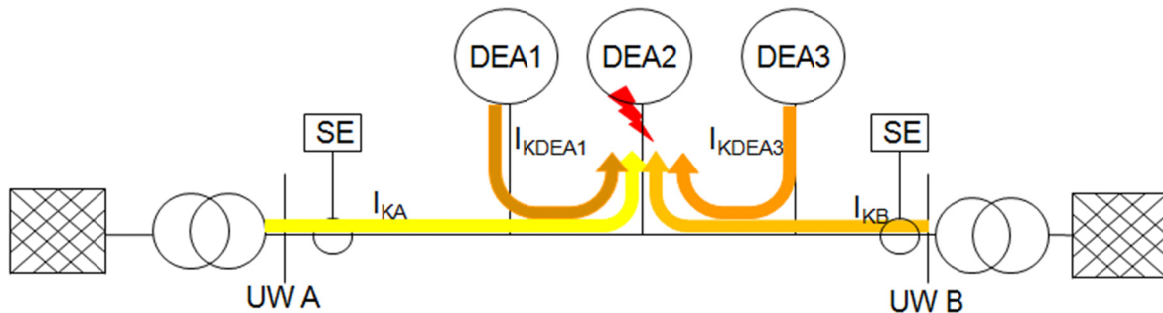


Abbildung 2-27: Ausführungsbeispiel der 110kV Ebene welches aktuell auch in MS-Ebene Anwendung findet

Damit eine entsprechende Abschaltzeit auf dem jeweiligen Schutzabschnitt gewährleistet werden kann, sind einerseits Fehler auf der Stammleitung und andererseits Fehler auf den angeschlossenen Stichen zu bewerten.

Weiterhin muss die Abschaltung der DEA im Schutzabschnitt auf den Fehler analysiert werden. So ist es nicht immer sichergestellt (je nach Wettersituation und Fehlerart), dass die Schutzeinrichtungen der DEAs überhaupt mit Fehlereintritt anregen können, da DEA's sich bei Spannungseinbrüchen nicht mehr unverzüglich vom Netz trennen sollen.

Die oben genannten Herausforderungen verschärfen sich bei Stromkreisen, die mit mehr als zwei Enden mit dem 110-kV-Netz verbunden sind.

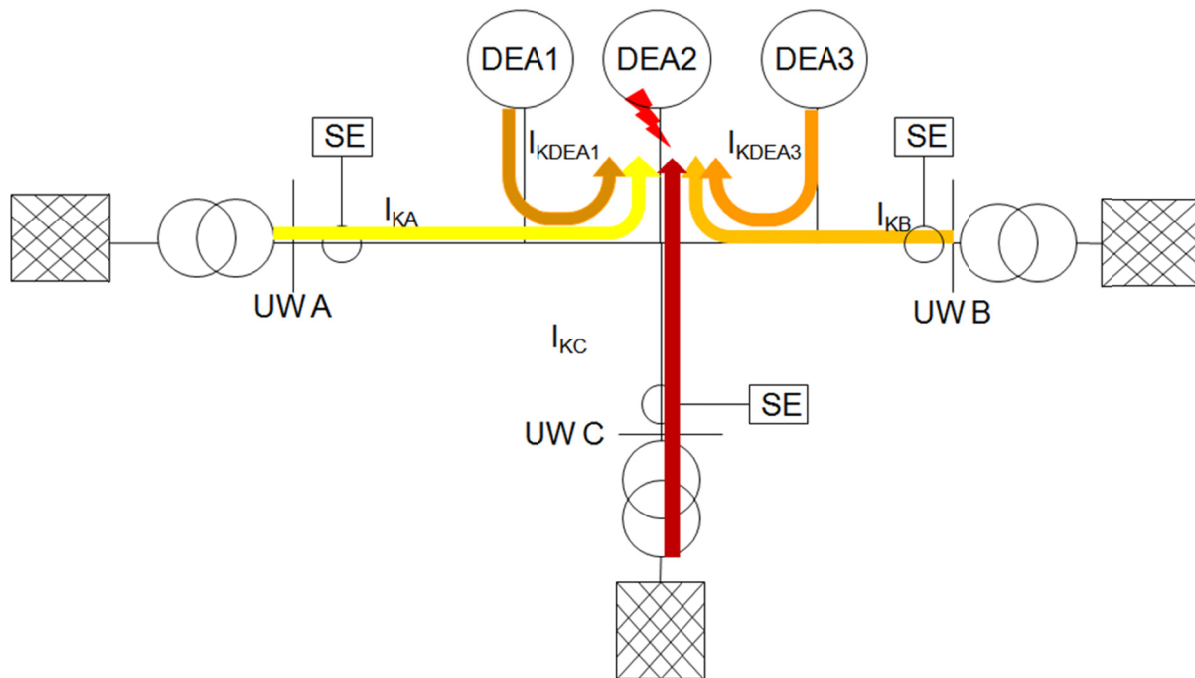


Abbildung 2-28: Drei-/Mehrbeine

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Lösungsansätze beschrieben.

Referenzen

- [1] VDE-Studie: *Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende*, VDE, 2013

Lösung 1: Distanzschutz mit Signalvergleich

Der Distanzschutz arbeitet grundsätzlich nach dem Prinzip des selektiven Zeitstaffelschutzes. Die Reichweite der ersten Impedanzzone des Distanzschutzes wird zur Wahrung der Selektivität unterreichend eingestellt. Typische Reichweitereinstellungen der ersten Zone liegen bei 70 ... 90% der Leitungslänge, abhängig von den erwarteten Messfehlern (Wandlerfehler, Ungenauigkeit der Leitungsdaten, Kopplungseffekte bei Doppelleitungen, etc.). Der Rest der Leitung wird mit der zweiten, zeitverzögerten Zone geschützt.

Vorteil der Nutzung des Signalvergleichs (SV) ist die Auslösung der gesamten Leitung in Schnellzeit. Der Signalvergleich basiert auf der logischen Verknüpfung von binären Signalen, die mit den Schutzeinrichtungen der Gegenstationen ausgetauscht werden.

Bei Mehrbeinschutz-Anwendung sind ggf. die Sende- und Empfangssignale mehrfach zu konfigurieren z.B. wegen der Verwendung unterschiedlicher

Steuerspannungen und es ist auf unterschiedliche Kurzschlussleistungen an den implementierten Enden zu achten.

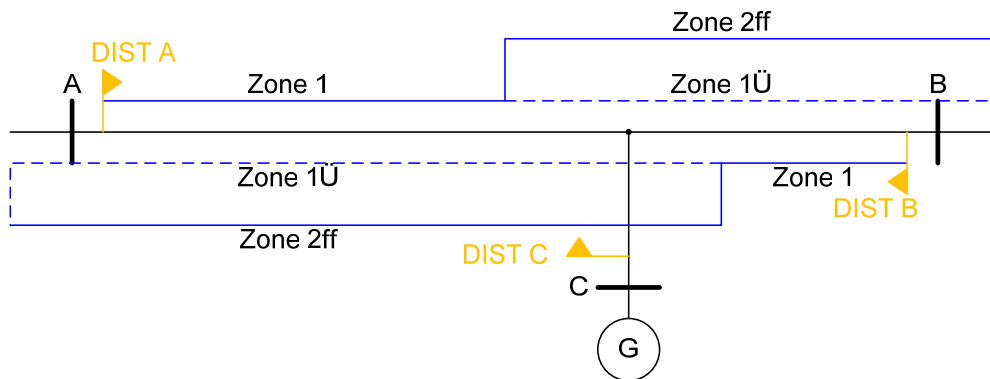


Abbildung 2-29: Staffelplan für eine Freileitung mit Zwischeneinspeisung (3-Bein)

Unterreichende Signalvergleichsverfahren

Zu den unterreichenden SV-Verfahren zählen u.a. die direkte Schaltermitnahme (direkte Fernauslösung), die anregeabhängige Mitnahme und die Messbereichserweiterung. Diesen Verfahren ist gemeinsam, dass das Sendesignal vom Distanzentscheid der unterreichenden Zone 1 abgeleitet wird. Die Auslösung erfolgt bei Signalempfang ohne weitere Verzögerung, sofern das jeweilige Auslösekriterium (z. B. Empfang & Generalanregung) vorliegt.

Anwendung für den Schutz von Mehrbein-Leitungen:

- o Das Sendesignal ist an jeweils alle übrigen Enden parallel zu übertragen
- o Die Auslösung erfolgt bei Empfang mindestens eines Signals (plus ggf. eigenem Vorwärts- oder Aus-Entscheid)
- o Bei distanzabhängiger Auslösung muss unter allen möglichen Speisebedingungen jeder Fehler auf der Mehrbeinleitung in der Übergreifzone eingemessen werden
- o Um einen Schnellzeit-Schutz zu gewährleisten muss jeder Teilbereich des Mehrbeins von mindestens einer Zone 1 abgedeckt werden

Unterreichende Signalvergleichsverfahren sind nur für Mehrbein-Leitungen mit ausreichenden Leitungslängen (auch der Stichanschluss) anwendbar.

Überreichende Signalvergleichsverfahren

Dieses Verfahren ist gemeinsam, dass das Sendesignal vom Distanzentscheid der überreichenden Zone 1 oder dem Richtungsentscheid abgeleitet wird. Hierzu zählen u.a. Freigabeverfahren, Sperrverfahren, inkl. Gleichstrom-Schleife und Rückwärtige Verriegelung.

Anwendung für den Schutz von Mehrbein-Leitungen: Anwendung für den Schutz von Mehrbein-Leitungen:

- o Das Sendesignal ist an jeweils alle übrigen Enden parallel zu übertragen
- o Die Auslösung erfolgt bei Empfang der Freigabesignale von allen gegenüberliegenden Enden (UND-Verknüpfung) und eigenem Vorwärtsentscheid bzw. Aus-Entscheid der Übergreifzone
- o Bei schwacher oder vollständig ausbleibender Einspeisung von einer Seite ist die Schnell-zeitauslösung für Nahfehler auf der schwach eingespeisten Seite mittels der Zusatzfunktionen Echo und Schwacheinspeiselogik sicherzustellen
- o Bei distanzabhängigem Sendesignal bzw. bei distanzabhängiger Auslösung muss unter allen möglichen Speisebedingungen jeder Fehler auf der Mehrbeinleitung in der Übergreifzone eingemessen werden

Überreichende Verfahren sind bei kurzen Stichleitungen einsetzbar, allerdings ist bei Ausfall der Signalübertragung keine selektive Auslösung möglich.

Freigabeverfahren kombiniert mit der direkten oder bedingten Schaltermitnahme

Für 110-kV- Stromkreise an denen eine oder auch mehrere dezentrale Erzeugungsanlagen im Stich angeschlossen sind, kann die Kombination aus Freigabeverfahren zwischen den Distanzschutzrelais an den Hauptenden des Stromkreises und die direkte Schaltermitnahme zu den einspeisenden Stichen in der Praxis erfolgreich angewendet werden.

Die Grundüberlegung beruht darauf, dass über die direkt mit dem Netz verbundenen Stromkreisen ein hoher Kurzschlussstrom eingespeist wird und die einzelnen Stichen der dezentralen Erzeugungsanlagen als stromschwache Einspeiser betrachtet werden können.

Das Freigabeverfahren wird zwischen den Relais an den Hauptenden des Stromkreises aufgebaut. Die ersten und zweiten Auslösezonen (Z1, Z2) dieser

Distanzschutzrelais sind nach den üblichen den Staffelbedingungen für das Netz einzustellen. Die Reichweite der Übergreifzone (Z_{1B}) ist unter Beachtung der maximalen Zwischeneinspeisung durch die dezentralen Erzeugungsanlagen entsprechend lang einzustellen. Bei einem Fehler in Z_{1B} wird ein Signal zur Gegenseite gesendet. Die Gegenseite löst in Schnellzeit aus, wenn ein Signal empfangen wird und die Fehlerrichtung vorwärts ist oder der Fehler in Z_1 eingemessen wird.

Von den Relais an den Hauptenden des Stromkreises werden Signalverbindungen zu jedem Stichende aufgebaut und bei Schutzauslösung an alle Stichenden ein Signal zur direkten Schaltermitnahme gesendet. Damit ist sichergestellt, dass bei einem Kurzschluss alle stromschwachen Einspeisungen direkt mit ausgeschaltet werden. Der Stromkreis selbst kann mit der AWE-Funktion nach Ablauf der AWE-Pausenzeit wieder eingeschaltet werden.

Zu beachten ist, dass für ein selektives Arbeiten die Distanzschutzrelais an den Hauptenden des Stromkreises einen Kurzschluss auf der MS-Seite der im Stich angeschlossenen Transformatoren weder mit der Auslösestufe Z_1 noch mit der Auslösestufe Z_2 erfasst wird. Damit ergeben sich für die Nennleistung und die Kurzschlussspannung der Transformatoren Auslegungsgrenzen.

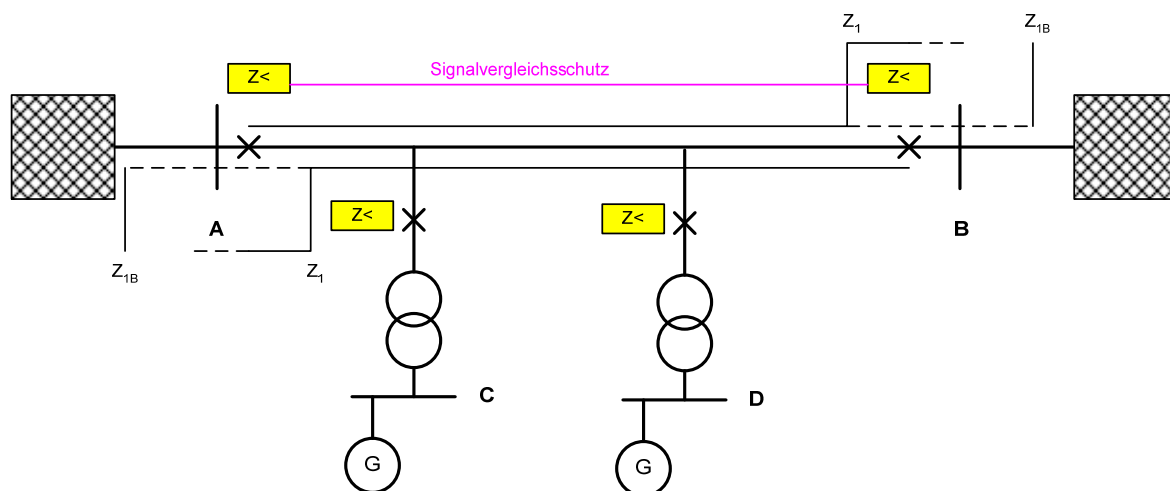


Abbildung 2-30: Freigabeverfahren kombiniert mit der direkten oder bedingten Schaltermitnahme (Darstellung des Signalvergleiches)

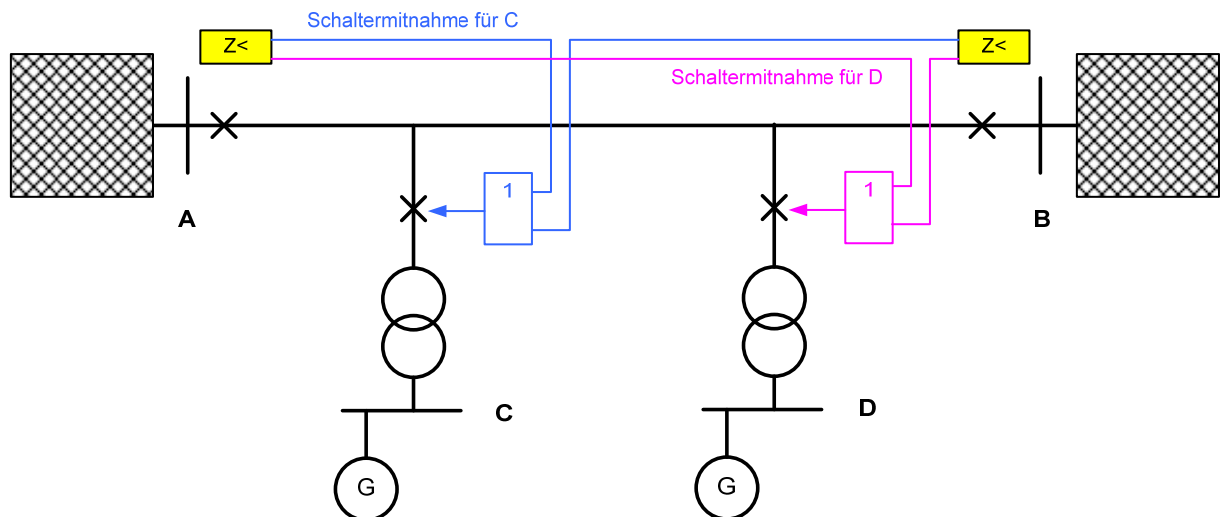


Abbildung 2-31: Freigabeverfahren kombiniert mit der direkten oder bedingten Schaltermitnahme (Darstellung der Schaltermitnahme)

Anforderungen an den Übertragungskanal

Die Anforderungen an Übertragungssysteme für Schutzsignale ergeben sich aus den Schutzanforderungen und dem gewählten Verfahren. Dabei müssen sie in hohem Maß die voneinander abhängigen Eigenschaften Schnelligkeit, Sicherheit und Verlässlichkeit erfüllen. Diese sind in VDEW 6/86 definiert.

- o Schnelligkeit (Signalübertragungszeit): Zeit zwischen der Eingabe der Zustandsänderung in die Übertragungseinrichtung und der Ausgabe aus der Übertragungseinrichtung
- o Sicherheit: Wahrscheinlichkeit, mit der keine ungewollten Befehle ausgegeben werden
- o Verlässlichkeit: Wahrscheinlichkeit, mit der der gesendete Befehl richtig ausgegeben wird.

Die Übertragungssysteme sind zu überwachen und gegebenenfalls redundant auszuführen. Hinsichtlich konkreter Anforderungen an die Schutzsignalübertragung werden in BS 7494-1 folgende Angaben gemacht:

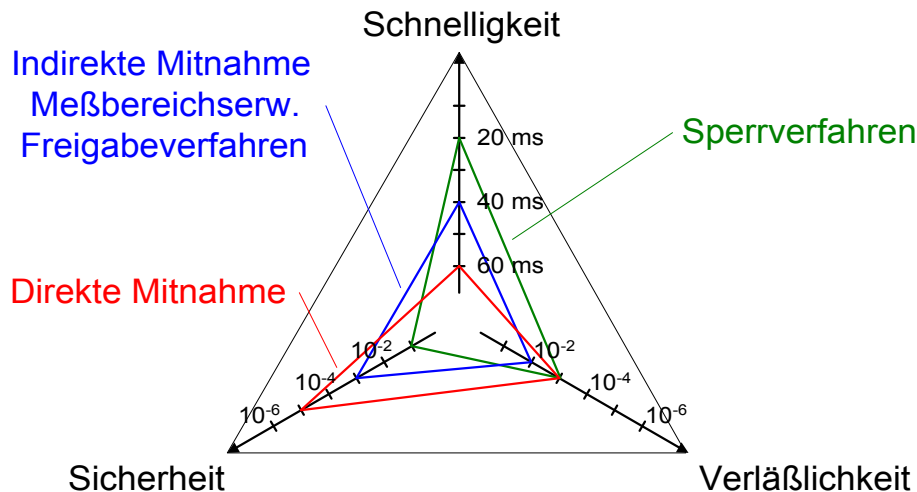


Abbildung 2-32: Anforderungen an die Schutzsignalübertragung nach BS 7494-1

Neben der "klassischen" Möglichkeit des Signalaustauschs über Ausgangsrelais und Binäreingänge bieten heutige Schutzgeräte eine integrierte herstellerabhängige Wirkschnittstelle, die speziell an die o.g. Anforderungen zur Schutzsignalübertragung angepasst ist. Es besteht auch die Möglichkeit die Signale des Signalvergleichsverfahrens über genormten Telegrammverkehr – z.B. Goose-Mechanismus der IEC 61850 – mit dem Gegenende auszutauschen.

Grundsätzlich ist bei der Signalübertragung darauf zu achten, dass der Weg zwischen dem zu schützenden Objekt und der Signalverbindung voneinander unabhängig ausgeführt ist.

Lösung 2: Differentialschutz bei Mehrendenleitungen

Die Notwendigkeit von Differentialschutz auf Hochspannungsleitungen ist dann gegeben, wenn aus Gründen einer selektiven Staffelung, der Anregeverlässlichkeit und wenn eine Schnellzeitauslösung auf 100% der Leitungslänge erforderlich ist.

So sind neben reinen Zwei-Enden-Leitungen auch Leitungsabschnitte mit T- und H-förmigen Abzweigen zu schützen. Je nach Hersteller von Schutzgeräten mit Differentialschutzfunktion können Leitungskonfigurationen von bis zu sechs Enden geschützt werden. Auch Transformatoren dürfen sich im Schutzbereich befinden.

Mehr-Enden-Konfigurationen erfordern Kommunikationsverbindungen zu allen Differenzialschutzgeräten. Dabei können unterschiedliche physikalische Übertragungsmedien wie Lichtwellenleiter, Kommunikationsnetze und Kupferadern zur Anwendung kommen.

Grundsätzliche Arbeitsweise

Auch bei Leitungen mit drei oder mehr Enden gilt weiterhin das Differentialprinzip, so dass im ungestörten Betrieb die Summe aller in das Schutzobjekt einfließenden Ströme idealerweise stets Null sein muss, bei einem Kurzschluss aber die Summe der einfließenden Ströme gleich dem Fehlerstrom ist.

$$I_{\text{Diff}} = |I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n|$$

Kapazitive Ladeströme, Stromwandlerfehler und Synchronisationsfehler durch die Kommunikationswege müssen vom herstellereigenen Stabilisierungskonzept (einstellbare Kennlinie oder adaptiv) berücksichtigt werden. Es ist darauf hinzuweisen, dass mit der Anzahl der Leitungsenden gleichzeitig der Bedarf an mehr Stabilisierung steigt, um die Summe aller Fehlerquellen zu kompensieren. Je nach Applikation muss ermittelt werden, ob die geforderte Empfindlichkeit des Differentialschutzes erreicht werden kann.

Je nach Hersteller kann bei hohen kapazitiven Ladeströmen (z.B. bei Kabeln) mit einer optionalen Ladestromkompensation eine höhere Empfindlichkeit erzielt werden.

Auch ein Transformator darf sich im Mehrenden-Leitungsgebilde befinden, wenn diese Funktionalität vom Schutzgerätehersteller angeboten wird. Dann fließen als zusätzliche Parameter wie z. B. Transformator-Nennscheinleistung, -Spannungsebenen, -Schaltgruppen und -Sternpunktbehandlung mit ein.

So kann in bestimmten Anwendungen die Notwendigkeit eines separaten Transformatorschutzgerätes entfallen.

Kommunikationstopologien

Das Funktionsprinzip des Differentialschutzes bedingt, dass die Geräte, die eine Leitung schützen, die lokalen Daten untereinander über eine Wirkschnittstelle austauschen. Dies gilt nicht nur für die für den eigentlichen Differentialschutz relevanten Messgrößen (u.a. Stromzeiger), sondern auch für Zeitsynchronisierungs- und Topologiedate, sowie Mitnahme-, Fernauslöse- und Fernmeldesignale und Messwerte.

Die Anordnung der zu schützenden Leitung, die Zuordnung der Geräte zu den Leitungsenden und die Zuordnung der Kommunikationswege zu den Wirkschnittstellen der Geräte bilden die Topologie des Schutzsystems und seiner Kommunikation. Daraus ergeben sich grundsätzlich zwei Kommunikationstopologie-Varianten, die Kette oder der geschlossene Ring. Letzterer bietet eine erhöhte Verfügbarkeit durch Redundanz. Bei einer Unterbrechung einer der

Kommunikationsverbindungen wird dies erkannt und die Ringtopologie geht automatisch in eine Kettentopologie über. Der Differentialschutz bleibt aktiv.

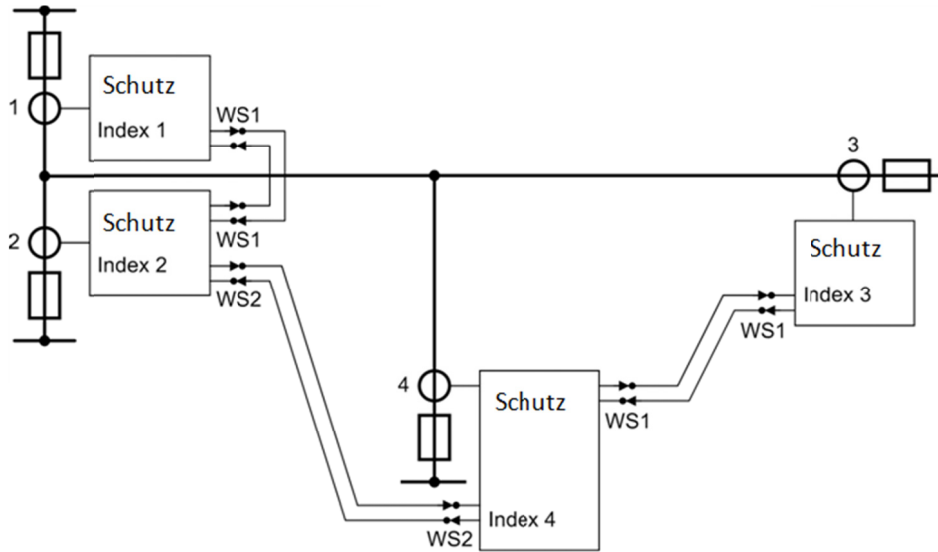


Abbildung 2-33: Differentialschutz auf 4-Enden-Leitung mit Kettentopologie

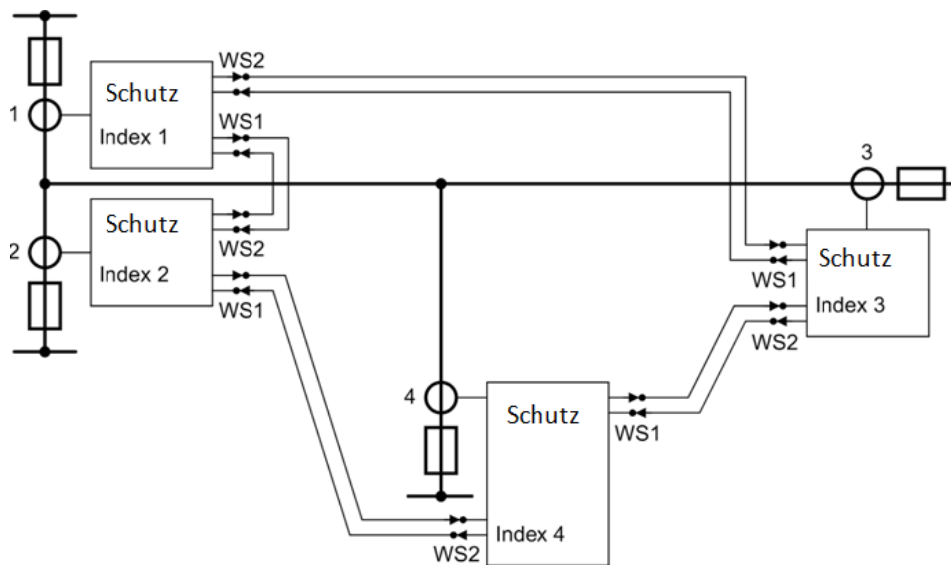


Abbildung 2-34: Differentialschutz auf 4-Enden-Leitung mit Ringtopologie

Datensicherheit bzw. Integrität der Wirkschnittstellenkommunikation

Die Wirkschnittstellenkommunikation basiert auf einer Datenübertragung mittels Herstellerspezifischer Protokolle. Die übertragenden Telegramme enthalten neben den Nutzdaten auch eine hochgenaue Zeitstempelung, die für einen Zeiger-basierten Differentialschutz unablässig ist. Die Integrität der Telegramme wird durch CRC-Checksummen garantiert (typisch 32 Bit), die dafür sorgt, dass korrupte (gestörte) Telegramme erkannt und verworfen werden. Dazu zählen beispielsweise Datenstörungen durch Übersprechen oder gespiegelte Telegramme. Darüber hinaus

überwachen numerische Differentialschutzgeräte die Verfügbarkeit der Kommunikationsstrecken (Statistik-Messwerte) und initiieren ggf. die Blockierung des Differentialschutzes oder setzen entsprechende Alarmmeldungen ab, wenn die Verfügbarkeit der Kommunikationsstrecken ein parametrierbares Maß unterschreitet.

Anforderungen an die Kommunikationskanäle

Durch die telegrammorientierte Kommunikation können unterschiedlichste Übertragungsmedien für die Schutzdatenkommunikation genutzt werden:

- o Direkte Lichtwellenleiter-Verbindungen
- o Kommunikationsnetzwerke (SDH bzw. MPLS) mit Schnittstellen gemäß G703.1, G703.6, X.21, C37.94
- o Nutzung vorhandener Zweidrahtleitungen

Bei der Nutzung von Lichtwellenleiteradern ist darauf zu achten, dass das optische Budget (Sendeleistung, Empfangsempfindlichkeit) mit der verwendeten LWL-Verbindung und der enthaltenen Splices in Einklang gebracht wird. Dabei ist die Kenntnis der optischen Gesamtdämpfung der Übertragungsstrecke von Bedeutung. Optional erlauben LWL-Module bzw. externe Repeater mit verschiedenen Wellenlängen (820, 1300, 1550nm) und optischen Budgets zur Verfügung, um Direktverbindungen bspw. bis 170km zu realisieren. Durch Kaskadierung von Repeatern lassen sich noch deutlich größere Distanzen erreichen. Laufzeiten bei längeren Leitungen führen lediglich zu geringfügig reduzierter Auslösezeit (ms). Die Laufzeit-Symmetrie ist unkritisch.

Kommunikationsnetze können unterschiedlichste Strukturen aufweisen. Wesentlich ist zunächst der Anschluss gem. eines der oben aufgeführten unterstützten Standards über einen entsprechenden Multiplexer bzw. Router. Dafür bieten die Schutzgerätehersteller entsprechende Kommunikationsmodule oder externe Kommunikationsumsetzer. Wichtig ist die synchrone Taktung des gesamten Netzwerkes inklusive aller Komponenten von einem einzigen Timing-Master. Als limitierende Größen ergeben sich in Netzwerken die Signallaufzeiten, die durchaus diverse Millisekunden erreichen können (erhöhte Auslösezeit) und insbesondere Laufzeit-Unsymmetrien in Sende- und Empfangsrichtung, die zu einem erheblichen Winkelfehler und damit zu fehlerhaft berechneten Differentialströmen führen können. Solche Unsymmetrien sollten primär durch den Netzbetreiber verhindert (z.B. durch fest geroutete Verbindungen) oder wenigstens benannt werden können, damit die Differentialschutzgeräte solche Fehler durch ihre spezifischen Stabilisierungsverfahren kompensieren können. Der Vorteil von Kommunikationsnetzen besteht darin, dass Limitierungen des Einsatzes vom Differentialschutz durch die Distanz weitgehend aufgehoben werden.

In letzter Zeit kommen mehr und mehr die Anfragen bez. der Verwendbarkeit von MPLS-Netzwerken (Ethernet). Hier sind insbesondere sogenannte Jitter-Buffer erforderlich, die in den Netzwerk-schnittstellen zu konfigurieren sind, um das „Wackeln“ der paketorientierten Telegrammübertragung zu kompensieren. Hierzu sind die Herstellerempfehlungen zu beachten.

Es stehen Kommunikationskonverter zur Verfügung, die eine sichere Datenübertragung über vorhandene Zweidrahtleitungen (z.B. existierende Telefonleitungen) erlauben. Dabei werden Distanzen bis zu 20km unterstützt, was speziell in innerstädtischen und industriellen Strukturen in der Regel ausreicht. Signallaufzeiten und unsymmetrische Verhältnisse spielen keine Rolle. Es sollte jedoch darauf geachtet werden, dass bevorzugt paarweise verdrehte und geschirmte Adern verwendet werden.

2.3.2 Anbindung stromschwacher DEA auf bestehenden Schutzstrecken mit Leitungsdifferenzialschutz

Anschlussbegehren von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) an vorhandenen Leitungen machen aus der klassischen Leitung mit zwei Enden eine Mehr-Enden-Leitung.

Ein vorhandener Differentialschutz muss auf einen Mehrenden-Differentialschutz erweitert werden. Die Kommunikationsverbindungen zu den DEA sind oft nicht ausreichend um Leitungsdifferentialschutz hierüber zu betreiben.

Lösung: Anpassung der Auslöseschwelle auf Fehler in der Kundenanlage

Unter bestimmten Randbedingungen kann ggf. auf den Leitungsdifferentialschutz in der DEA verzichtet werden.

Wenn der Kurzschlussstrom bei Fehlern auf der Hochspannungsleitung signifikant größer ist, als der Kurzschlussstrom, der auftritt, wenn ein Fehler in der DEA auf Mittelspannungsebene vorliegt.

In diesem Fall ist es möglich, den Leitungsdifferentialschutz so einzustellen, dass er bei Fehlern in der DEA nicht anspricht.

Der zulässige Differentialstrom muss größer eingestellt werden, als der Strom, welcher bei einem Fehler im Mittelspannungsnetz der DEA fließt.

Hinweis:

Der Schutzbereich ist aufgrund des fehlenden 3. Beins nicht eindeutig abgegrenzt, so dass Fehler in der DEA bis zum Transformator ebenfalls erfasst und ggf. unselektiv abgeschaltet werden.

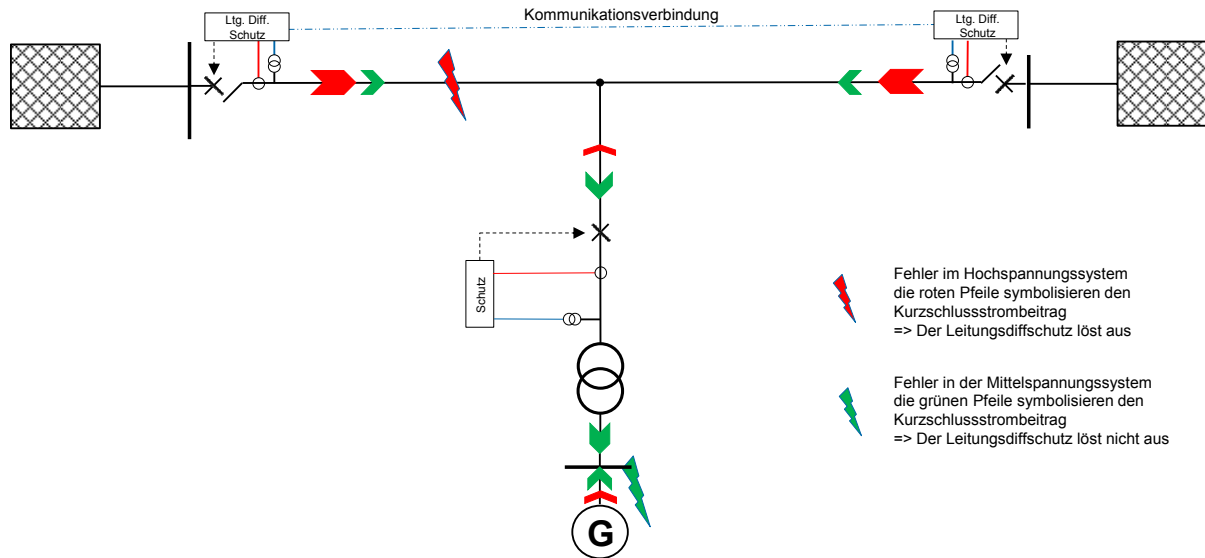


Abbildung 2-35: Anbindung stromschwacher DEA auf bestehenden Schutzstrecke

Dieses Prinzip stößt an seine Grenzen, wenn der Kurzschlussstrom auf der Leitung aufgrund geringer Netzkurzschlussleistung oder großer Leitungsimpedanz, keinen sicheren Abstand zum Kurzschlussstrom in der DEA aufweist.

2.4 Ungewollte Inselnetzbildung

2.4.1 Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Der zunehmende Anteil an dezentralen elektrischen Erzeugungsanlagen (DEA) kann in den elektrischen Netzen der Mittel- und Niederspannung zu dem Phänomen der ungewollten Inselnetzbildung führen. Ein Inselnetz beschreibt dabei den Systemzustand, in dem ein Teil des elektrischen Netzes, welcher sowohl Erzeuger als auch Verbraucher enthält, vom Rest des transeuropäischen Verbundnetzes getrennt wird und die in diesem Teilnetz angeschlossenen Verbraucher weiter mit elektrischer Energie versorgt. Dieser Fall kann beispielsweise bei betrieblichen Abschaltungen oder Fehlern im vorgelagerten Netz auftreten.

Spannungen und Netzfrequenzen weitab der betrieblichen Toleranzen führen zur Abschaltung der dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) durch den Systemschutz der Anlagen.

Bedingt durch die geforderte dynamische Netzstützung und der damit verbundenen nicht sofortigen Trennung der Erzeugungsanlagen vom Netz wächst die Gefahr von ungewollten und unerkannten Netzinseln insbesondere auf der Mittelspannungsebene wieder. Die verschiedenen Regelmechanismen wie bspw. die lineare Wirkleistungsreduktion ab 50,2 Hz und die Q(U)-Regelung führen u.U. zu einer weiteren Stabilisierung der entstandenen Netzinsel.

Erkennen und ggf. Abschalten eines ungewollten Inselnetzes hat u.a. drei Beweggründe.

Arbeitssicherheit:

- Trotz abgeschalteten Abzweigs kann nicht zwangsweise auf Spannungslosigkeit geschlossen werden.
- Die Sternpunktbehandlung, in überwiegenden Fällen im Umspannwerk vorgenommen, ändert sich im Inselnetz. Erdungsverhältnisse oder maximal auftretende Verlagerungsspannungen ändern sich maßgeblich.

Geräte- und Anlagensicherheit

- In Freileitungsnetzen mit automatischer Wiedereinschaltung (AWE) kann die Löschung des Lichtbogens durch Einspeisung von DEA erschwert oder sogar verhindert werden.
- Es besteht nach Wiedereinschaltung die Gefahr eines asynchronen Zuschaltens auf ein schon bestehendes Drehfeld und den daraus

resultierenden hohen Belastungen für die angeschlossenen Betriebsmittel und Geräte.

- Die Sternpunktbehandlung, in überwiegenden Fällen im Umspannwerk vorgenommen, ändert sich im Inselnetz. Erdungsverhältnisse oder maximal auftretende Verlagerungsspannungen ändern sich maßgeblich.
- Die Kurzschlussströme im Fehlerfall weichen stark vom Regelfall ab. Schutzkonzepte und Kurzschlussanzeige müssen entsprechend flexibel gestaltet werden.

Rechtliche Fragestellungen

Typische Schalthandlungen, welcher zur Bildung eines Inselnetzes führen, sind die Abschaltungen eines MS-Abzweiges durch den Netzschutz infolge eines Doppelerdschlusses. Das in der Abbildung gezeigte Inselnetz bleibt erdschlussbehaftet wobei sich die Sternpunktbehandlung durch die Netztrennung u.U. geändert hat.

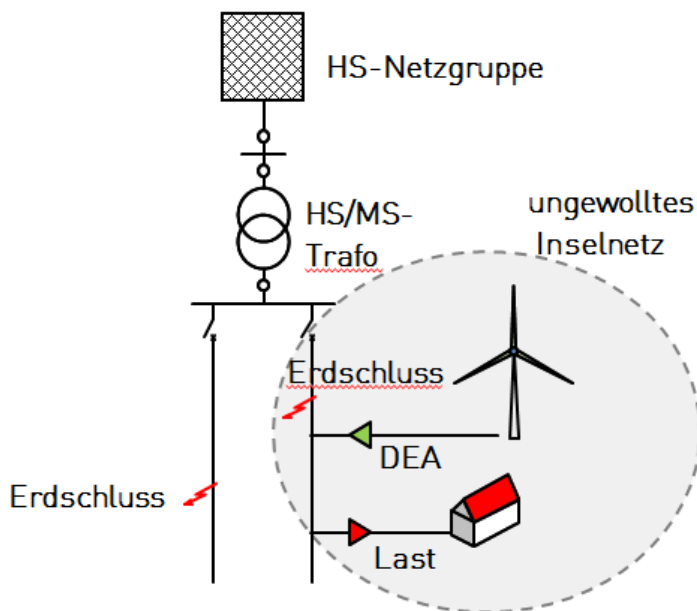


Abbildung 2-36: Inselnetzbildung im MS-Abgang bei Doppelerdschluss infolge einer Abschaltung durch den Netzschutz [17]

2.4.2 Nichtdetektierbare Zone (NDZ)

Viele der folgenden Verfahren weisen eine „Nichtdetektierbare Zone“ (NDZ) auf. Die NDZ entsteht dadurch, dass es bestimmte Kombinationen aus Erzeugern und Verbrauchern gibt, bei denen, wie in Bild 2-37 zu sehen ist, die auftretende Änderung

des überwachten Kriteriums zu klein ist und eine entstandene Insel nicht erkannt werden kann. Dies wäre beispielsweise für den Fall $\Delta P \approx 0$ W und $\Delta Q \approx 0$ var möglich. Die Form und Größe der NDZ ist vom Detektionsverfahren, der Netztopologie sowie angeschlossenen Einspeisern und Verbrauchern abhängig. Das in Bild 2-38 dargestellte vereinfachte elektrische Ersatzschaltbild dient der Untersuchung der Strom- und Spannungszustände in der Netzinsel.

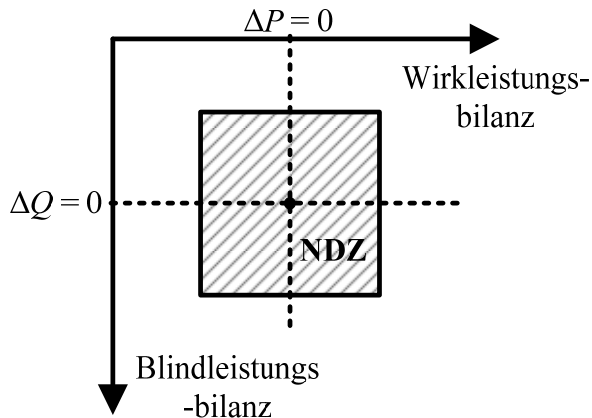


Abbildung 2-37: Schematische Darstellung einer „Nichtdetektierbaren Zone“ (NDZ)

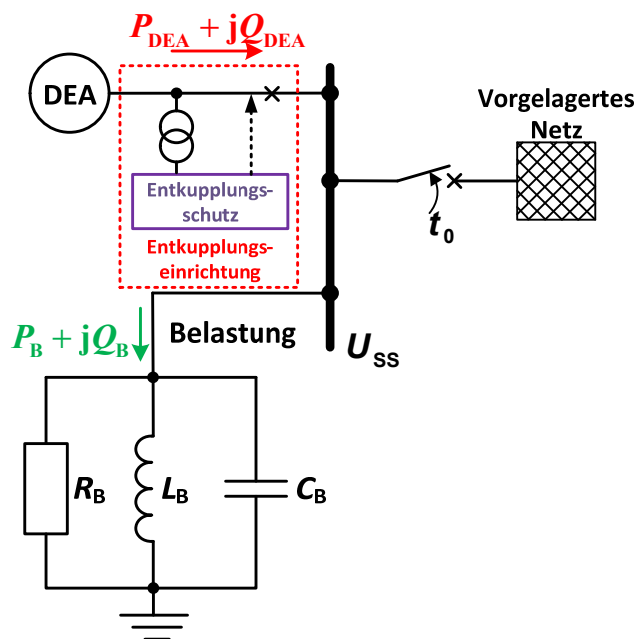


Abbildung 2-38: Vereinfachte Modellschaltung zur Untersuchung von Inselnetzen

2.4.3 Verfahren der Inselnetzerkennung

Die beiden Größen Spannung und Frequenz sind nicht in allen Fällen ausreichend, um eine elektrische Insel zu detektieren, deshalb wurden in der Vergangenheit zahlreiche weitere Verfahren entwickelt [3], [4]. Die Methoden lassen sich, wie in Bild

2-39 dargestellt, in aktive und passive Methoden untergliedern. Passive Methoden werten dabei Messgrößen aus oder nutzen Kommunikations-verbindungen. Bei den aktiven Methoden wird hingegen versucht durch periodische Veränderungen von Netz- oder Einspeiseparametern eine Destabilisierung der eventuell vorhanden elektrischen Insel zu erreichen. An die Methoden zur Detektion von Inselnetzen werden unterschiedliche Anforderungen gestellt. [3–6].

Diese Anforderungen sind insbesondere:

- Erkennen und Abschalten von Inselnetzen unter realen Netzbedingungen (verschiedene Netztopologien, Einspeiserarten, Lastarten,...)
- Geringe bis keine Beeinflussung der Spannungsqualität und Stabilität des Netzes
- Niedrige Kosten

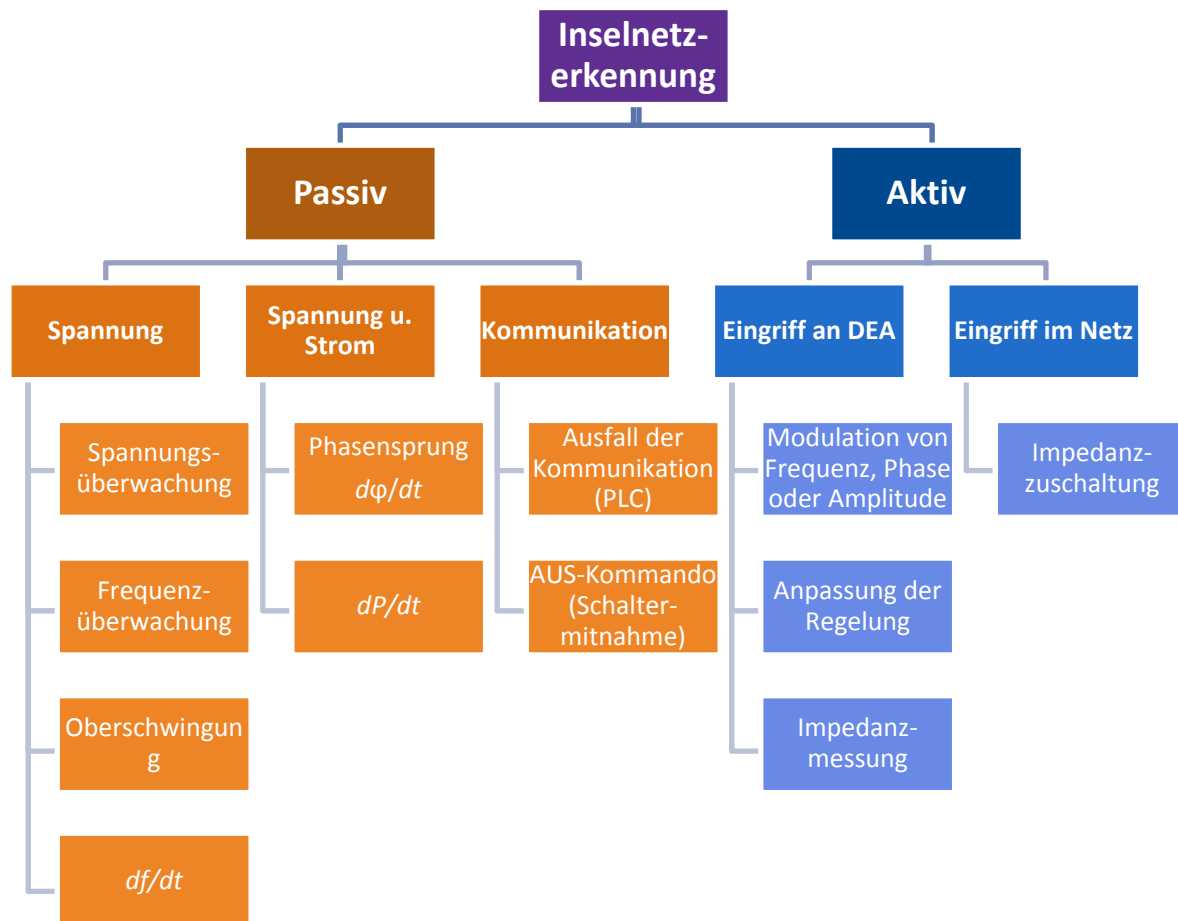


Abbildung 2-39: Gliederung der vorgestellten Detektionsverfahren

2.4.3.1 Spannungs- und Frequenzüberwachung

Dieses Verfahren entspricht dem in Deutschland vorgeschriebenen Entkopplungsschutz. Es werden dabei Grenzwerte für die Spannung und die Frequenz festgelegt, deren über- oder unterschreiten die Entkopplung der DEA bewirkt.

Der Wunsch nach einer sehr kleinen NDZ, führte zur Wahl sehr enger Grenzwerte für die Spannungs- und Frequenzüberwachung. Im Laufe der letzten Jahre zeigte sich allerdings, dass dies zu einer Destabilisierung des gesamten Verbundnetzbetriebes führt. Die gewählten Grenzwerte wurden daher immer mehr erweitert. (50,2 Hz Problem, LVRT- und HVRT-Anforderungen)

2.4.3.2 Einbindung von Spannungsmesssensoren

In einem klassischen unvermaschten Mittelspannungsnetz ist an einem angeschalteten Abgangsfeld keine anstehende Spannung zu erwarten. Durch den Verbleib dezentraler Energieerzeugungsanlagen (DEA) und Bilanz zwischen erzeugter- und verbrauchter Leistung können sich ungewollte Netzinseln bilden.

Die anstehende Spannung am Abgang ist demnach ein sicheres Kriterium für die Netzführung um zentral am Umspannwerk auf ein Inselnetz zu schließen. Ferne könnte mit dieser Information eine automatische Wiedereinschaltung (AWE) nach einem Netzfehler auf ein entstandenes Inselnetz verhindert werden.

„In der klassischen Bauweise von MS-Schaltanlagen wird ein Spannungswandler in der Regel auf der MS-Sammelschiene eingesetzt. Zur praktischen Umsetzung wird vorgeschlagen, die in vielen Fällen abgangsseitig bereits eingebauten kapazitiven Spannungsüberwachungsgeräte (KSÜ) zu verwenden (Bild 2-40). Der potentialfreie Kontakt des (KSÜ) wird in das Schutzgerät eingelesen. Bei ausreichend kurzen Reaktionszeiten des KSÜ beim Übergang EIN/AUS kann der Kontakt für eine Freigabe der AWE nach Kurzunterbrechung eingesetzt werden (Bild 2-41). Durch diese Maßnahme kann mit geringem Aufwand eine asynchrone Zuschaltung von unvermaschten MS-Netzen wie die weitverbreiteten offenen Ringe verhindert werden. Durch eine Signalisierung des Spannungszustandes an das Netzführungssystem kann dies die vorhandenen Spannungszustände mit der aktuellen Netztopologie vergleichen und eine Warnung bei erkannten Inseln ausgeben.“ [17]

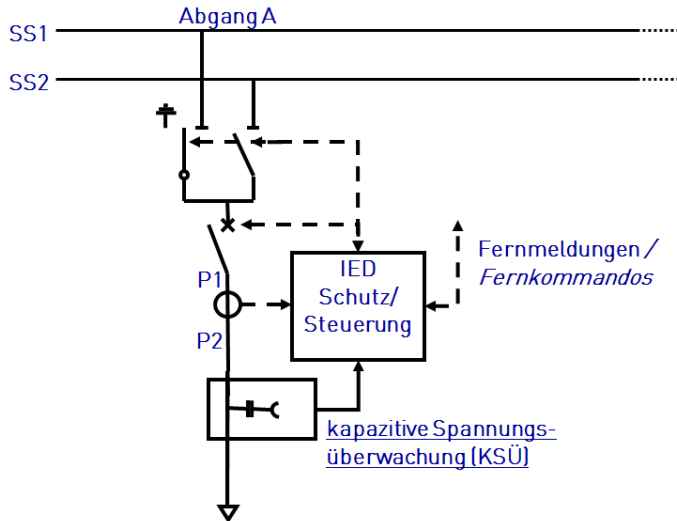


Abbildung 2-40: Schematische Auswertung eines KSÜ an einem Schutzgerät [17]

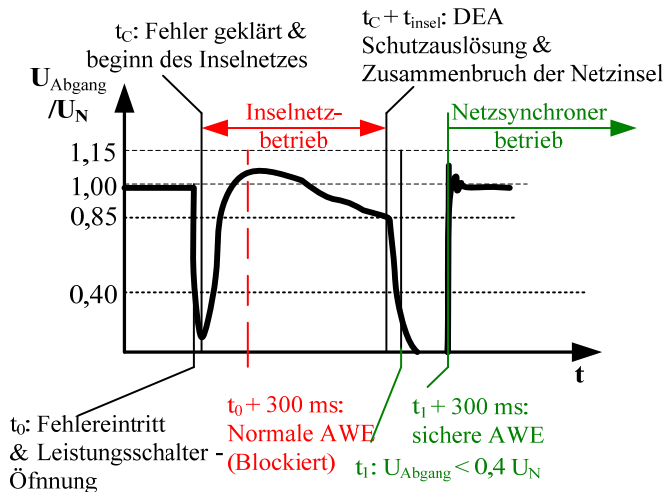


Abbildung 2-41: Schematische Darstellung der Funktion AWE-blockade bei Netzschwebung [18]

2.4.3.3 Messung des Oberschwingungsgehaltes

Literaturstellen: [4], [5], [8]

Durch Umrichter im Netz werden Oberschwingungen erzeugt, die sich dem normalen Stromverlauf überlagern. Normalerweise weist das vorgelagerte Netz eine sehr geringe Netzimpedanz auf, sodass die sich daraus ergebenden Spannungsüberschwingungen („total harmonic distortion“ – THD) sehr gering sind. Im Inselbetrieb bewirken die Stromharmonischen über den Lastimpedanzen größere Harmonische in der Spannung und ein großer THD kann als Kriterium zur Detektion einer Insel herangezogen werden.

In der Praxis ist das größte Problem dieser Methode die Festlegung eines geeigneten Grenzwertes für die Inseldetektion. Oftmals ist der Oberschwingungsanteil im Normalbetrieb weit unter der zulässigen Obergrenze, sodass auch im Inselbetrieb selten Werte oberhalb der zulässigen Grenzen zu erwarten sind. Darüber hinaus ist der zu erwartende Oberschwingungspegel zeit- und messortabhängig, was eine kontinuierliche Überprüfung und Nachführung der Schwellwerte erfordert. Durch Tiefpassverhalten mancher Lasten oder bewusste Filterung von Oberschwingungen wird die Anwendbarkeit dieses Verfahrens weiter eingeschränkt. Dass die Einbringung von Oberschwingungen in das Netz durch verbesserte Umrichter immer weiter reduziert wird, steht ebenfalls der diesem Verfahren zu Grunde liegenden Wirkungsweise entgegen. Letztendlich könnten geschaltete Kapazitäten fehlinterpretiert werden und zu einem Abschalten der DEA führen. Unter den genannten Gründen ist dieses Verfahren sicher nur bedingt und in sehr engen Grenzen praktisch einsetzbar.

2.4.3.4 Frequenzgradient df/dt

Literaturstellen: [6], [9]

Bei diesem Verfahren wird über geeignete Verfahren die Frequenz der Spannung bestimmt und die Geschwindigkeit, mit der sie sich ändert, überwacht. Tritt ein Inselnetz auf, so ändert sich zumeist die Frequenz der Spannung in der Insel. Da diese Änderung relativ schnell stattfindet, kann sie als Kriterium für eine schnellere Inselnetzdetektion genutzt werden, die bereits vor dem Frequenzschutz reagieren kann.

Ungenauigkeiten durch kleinere Phasensprünge bei Umschaltungen im Netz dürfen dabei nicht zur Überfunktion führen. Damit langsamere Schwankungen in der Netzfrequenz, die kein Anzeichen für eine Inselbildung sind, nicht zur Auslösung führen, wird ein Grenzwert eingestellt.

Schnelle Frequenzänderungen treten außerdem bei Netztrennungen bzw. Störungen in der Höchstspannungsebene auf. Diese sind bis in die unteren Spannungsebenen messbar und schränken damit die Anwendbarkeit des Verfahrens zusätzlich ein.

2.4.3.5 Detektion von Phasenwinkelsprüngen

Im Normalbetrieb werden DEA oftmals mit einem vorher festgelegten Leistungsfaktor am Netz betrieben. Die Regelung strebt dann einen festgelegten Phasenversatz an. Im einfachsten Fall wird eine reine Wirklastabgabe mit einem Leistungsfaktor $\cos \phi = 1$ angestrebt.

Die DEA überprüft bei diesem Verfahren den Phasenversatz zwischen dem eingespeisten Strom i_{DEA} und der Netzspannung u_{SS} bei jedem Nulldurchgang. Die Spannung wird dabei vom vorgelagerten Netz vorgegeben. Nachdem jedoch ein

Inselnetz entstanden ist, stellt sich die Spannung in der Insel abhängig von den angeschlossenen Lasten ein. Da IDEA nicht mit dem Lastwinkel, sondern einem separaten Sollwert eingespeist wurde, kann im nächsten Nulldurchgang die veränderte Phasenlage zwischen Strom und Spannung detektiert werden. Dieser Phasensprung dient als Erkennungsmöglichkeit für das Inselnetz. Da jedoch auch Lastumschaltungen, Motoranläufe und andere Netzumschaltungen zu Phasensprüngen führen können, muss ein Grenzwert festgelegt werden, bei dessen Überschreiten die Inselnetzdetektion reagiert. Dieser Grenzwert ist jedoch von den lokalen Gegebenheiten abhängig und dementsprechend schwer zu ermitteln.

Zur Bestimmung des Phasensprunges wurden früher häufig Vektorsprungrelais eingesetzt. Durch zahl-reiche Fehlauflösungen durch Vektorsprünge aufgrund von Schalthandlungen im Netz, dürfen diese Relais seit dem 01.01.2010 in neuen DEA jedoch nicht mehr eingesetzt werden [2].

2.4.3.6 Wirkleistungsgradient dP/dt

Literaturstellen: [9], [10]

Neben der Geschwindigkeit der Frequenzänderung könnte im Falle von direkt gekoppelten Drehstrom-Generatoren ebenfalls die Geschwindigkeit der Ausgangsleistungsänderung zur Inselnetzdetektion genutzt werden. Ist in einem Inselnetz die Wirkleistungsbilanz nicht ausgeglichen, so wird die von den Generatoren abgegebene Wirkleistung kurz nach dem Inseleintritt nicht mehr dem Sollwert entsprechen. Die Überschreitung einer maximalen Änderung der Wirkleistungsabgabe dP/dt könnte daher als Detektionskriterium genutzt werden.

Die Ermittlung eines Grenzwertes für ΔP muss mögliche Zu- und Abschaltungen von Lasten sowie andere mögliche Umschaltungen in dem Netzteil berücksichtigen, damit im Normalzustand nicht fälschlicherweise eine Insel detektiert wird.

2.4.3.7 Ausfall der Kommunikation

Literaturstellen: [4], [7]

Durch die Nutzung von Kommunikationstechnik mit energienetzbasiertem Übertragungskanal, wie Powerline Communication (PLC) oder auch Rundsteuertechnik kann ein Signal, welches von einem Transmitter im vorgelagerten Netz erzeugt wird, in das Teilnetz eingebracht werden. Sämtliche DEA können dieses Signal über einen Receiver erfassen und auswerten. Im Fall der Inselnetzbildung, durch Öffnung des Netzkuppelschalters, bricht der Empfang des Signals ab, sodass sich die DEA nahezu unverzögert aus dem gebildeten Inselnetz entkoppeln können.

In Extremfällen kann es passieren, dass nichtlineare Verbraucher wie Motoren oder auch Transformatoren in einem Inselnetz ähnliche Oberschwingungen oder Subharmonische wie die PLC erzeugen. Um zu verhindern, dass in einem solchen Fall die Detektion einer Insel unmöglich wird, sollte das PLC-Signal einen geringen Anteil an Informationen oder Variation enthalten. Somit wäre die Möglichkeit einer zufälligen Imitierung des Signales eliminiert. Ein Ausfall des Transmitters wäre problematisch, da sich in diesem Fall alle DEA sofort aus dem Netz entkuppeln würden.

Besonderes Augenmerk ist hierbei auf den Einbauort des Transmitters im Netz zu richten, da dieser unbedingt außerhalb der ungewollten Netzinsel zu positionieren ist.

2.4.3.8 AUS-Kommando (Schaltermitnahme)

Literaturstellen: [4], [6], [9]

Jeder Schaltvorgang im vorgelagerten Netz wird bei diesem Verfahren über Kommunikationsverbindungen an alle DEA übermittelt. Durch die Information einer Schalteröffnung und gleichzeitiger Spannungsmessung kann jede DEA sicher ermitteln, ob sie sich im Normal- oder Inselnetzbetrieb befindet. Als Kommunikationsverbindungen können abhängig von den regionalen Gegebenheiten Lichtwellenleiter, normale Kupferleitungen oder auch Funkverbindungen in Betracht gezogen werden. Im einfachsten Fall könnte die Verbindung als Mitnahmeschaltung ausgeführt werden, sodass jede Schalteröffnung zum Entkuppeln aller DEA führt.

Hierbei ist zu beachten, dass dieses Verfahren der vorrangigen Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien widerspricht. Bei evtl. Sonderschaltzustände und längere Umschaltungen muss ggf. bei jeder neuen Netzkonfiguration eine Nachführung der Schaltermitnahme-Logik erfolgen. Die hohen Anforderungen an die Zuverlässigkeit der Schutzsignalübertragungsstrecke gelten bei diesem Verfahren uneingeschränkt.

Bei Verwendung des Freigabepinzips könnte eine Störung des Kommunikationskanals zum Ausfall von Einspeiseleistung führen. Dadurch könnten Wechselwirkungen zwischen dem Ausfall von Telekommunikationsnetzen und dem Ausfall der Stromversorgung entstehen.

2.4.3.9 Impedanzmessung

Literaturstellen: [3–5], [7], [9]

Bei diesem Verfahren wird die Amplitude des durch die DEA in das Netz eingespeisten Stromes bewusst in bestimmten Abständen um die DEA verringert. Solange das vorgelagerte Netz angeschlossen ist, wird diese Reduzierung in der Einspeisung keine oder nur eine unwesentliche Reduzierung der anliegenden Spannung bewirken, sodass Gl. (1) nur eine sehr kleine Impedanz ergibt. Im

Inselbetrieb wird die Spannung nicht mehr vom vorgelagerten Netz gestützt und folgt dem von der DEA eingespeisten Stromverlauf. Die gemessene Impedanz aus dem Verhältnis in Gl. (1) wird demnach größer als im Normalzustand und kann ein Hinweis auf eine erfolgte Inselbildung sein.

$$Z = \frac{du_{SS}}{di_{DEA}}$$

Für die Impedanz muss ein Grenzwert festgelegt werden. Für direkt ans NS-Netz angeschlossene DEA in einer Insel funktioniert dieses Verfahren sehr gut. Beim unsymmetrischen Anschluss der DEA oder unsymmetrischer Anwendung des Verfahrens und dem Anschluss über Transformatoren muss das schaltgruppenabhängige Übertragungsverhalten des Transformators berücksichtigt werden. Das Verfahren verliert seine Wirksamkeit mit größerer Anzahl an DEA im Netz. Da in diesem Fall alle DEA zyklisch ihre Einspeisung verringern würden, kommt es zur Überlagerung der Stromeinbrüche. Der ermittelbare Wert von du_{SS} wird mit jeder weiteren DEA kleiner und ein sinnvoller Grenzwert kann nicht mehr festgelegt werden. In einem Netz mit hoher Durchdringung mit DEA kann eine zyklische Impedanzmessung aller Anlagen darüber hinaus zu Flicker und im schlimmsten Fall zu Instabilitäten führen.

2.4.3.10 Modulation der Frequenz (Frequenz-Shift)

Literaturstellen: [3–5], [11–14]

Der Umrichter speist seinen Strom i_{DEA} bei diesem Verfahren mit einer Frequenz ein, die etwas größer oder kleiner als die Frequenz der anliegenden Spannung ist. Dies wird erreicht, indem zwischen dem Nullpunkt der Spannung und dem einzuspeisenden Strom eine Totzeit t_z vorgesehen wird. Über Gl. (2) kann damit der Kennwert „chopping fraction“ cf berechnet werden, der das Verhältnis der Totzeit zur halben Periodendauer T_U der anliegenden Spannung vorgibt. In Bild 2-42 wird das Prinzip der Einspeisung mit einer höheren Frequenz dargestellt.

$$cf = \frac{2 t_z}{T_U} \quad (2)$$

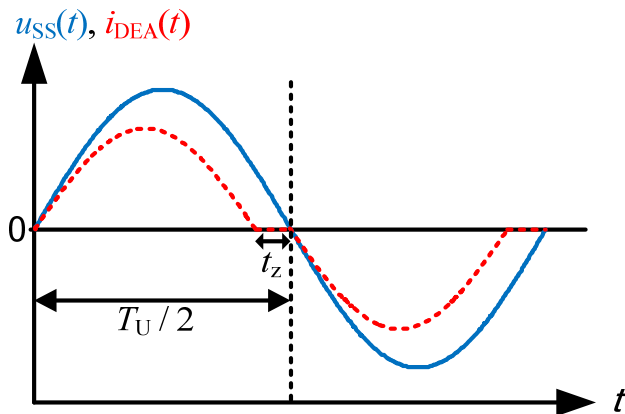


Abbildung 2-42: Einspeisung eines Stromes mit Totzeit t_z

Solange das vorgelagerte Netz verbunden ist, genügt diese Frequenzabweichung der einzelnen DEA nicht, um die Frequenz zu beeinflussen. Im Inselnetz hingegen driftet durch die Einspeisung mit einer Totzeit die Frequenz der Spannung ab. Die DEA erfasst diese Veränderung und passt die Einspeisung so an, dass wiederum die Totzeit eingehalten werden kann und die Frequenz letztendlich außerhalb der Grenzen des Frequenzschutzes abdriftet.

Eine Verbesserung des Verfahrens kann durch Verwendung einer frequenzabhängigen chopping fraction Gl. (3) erzielt werden. Durch diesen, mit steigender Abweichung von der Nennfrequenz f_n größer werdenden, cf driftet die Frequenz in einem Inselnetz schneller ab. Über den Verstärkungsfaktor K kann die Geschwindigkeit des Abdriftens eingestellt werden. Je größer K ist, desto schneller reagiert dieses Verfahren und desto kleiner ist die NDZ. Wird K jedoch zu groß gewählt, so wird die Spannungsqualität im normalen Netzbetrieb unzulässig stark beeinflusst, es muss daher zwischen sicherer Detektion und Versorgungsqualität abgewogen werden. Die Konstante cf_0 ist notwendig um bei einer möglichen Abweichung der Frequenz nahe Null den Vorgang des Abdriftens starten zu können.

$$cf = cf_0 + K(f - f_n) \quad (3)$$

Befinden sich in einem Netzteil zahlreiche DEA mit diesem Verfahren, so können in einem schwachen Netz Stabilitätsprobleme auftreten. Die Zuverlässigkeit und Funktionalität des Verfahrens ist schwer einschätzbar, schlecht nachweisbar und schlecht berechenbar.

2.4.3.11 Modulation des Phasenwinkels

Literaturstellen: [3–5], [11], [15], [16]

Bei dieser Detektionsart wird die Regelung der DEA so eingestellt, dass der Phasenwinkel φ_{DEA} , mit dem der Strom i_{DEA} zur Spannung eingespeist wird, abhängig von der Frequenz ist und somit beispielsweise die Regler-Kennlinie in Bild 5 aufweist. Solange eine Verbindung zum vorgelagerten Netz besteht, wird die Frequenz der Spannung auf 50 Hz stabilisiert und der Arbeitspunkt 1 eingehalten. In einem Inselnetz ist AP 1 jedoch instabil und der Phasenversatz des Umrichters führt zu einem Abdriften der Frequenz. Solange der Anstieg der Umrichter-Regelkurve steiler als der Anstieg der Lastkurve ist, nimmt der Phasenversatz zwischen den Einspeisern und der Last immer weiter zu. Mit der Lastkurve 1 kann sich in einem der beiden Arbeitspunkte 2 oder 3 wieder ein stabiler Zustand einstellen. Die Kurve des Umrichters muss so gewählt werden, dass die beiden Arbeitspunkte 2 und 3 außerhalb des zulässigen Frequenzbereiches liegen und der Frequenzschutz zu einer Entkopplung führen kann.

Dieses Verfahren funktioniert nicht bei Lasten, deren Anstieg des Lastwinkels in Abhängigkeit von der Frequenz steiler ist als die Kurve der Regelung. Ein Inselnetz mit der Lastkurve 2 in Bild 5 könnte demnach nicht detektiert werden.

Ein anderer Ansatz der Einstellung des Phasenwinkels wird in [16] vorgestellt. Dabei wird Gl. (4) verwendet um die einzuspeisende Blindleistung und damit auch den notwendigen Phasenwinkel zu berechnen. Im normalen Verbundnetzbetrieb wird keine Reduzierung der Spannungsqualität bewirkt, da eine geringfügige Abweichung vom Sollwert der Blindleistungseinspeisung vom vorgelagerten Netz ausgeglichen werden kann. Im Inselnetz hingegen führt eine Differenz in der Blindleistungsbilanz unter anderem zu einer Veränderung der Frequenz.

$$\Delta Q = K_1(f - f_n) \quad (4)$$

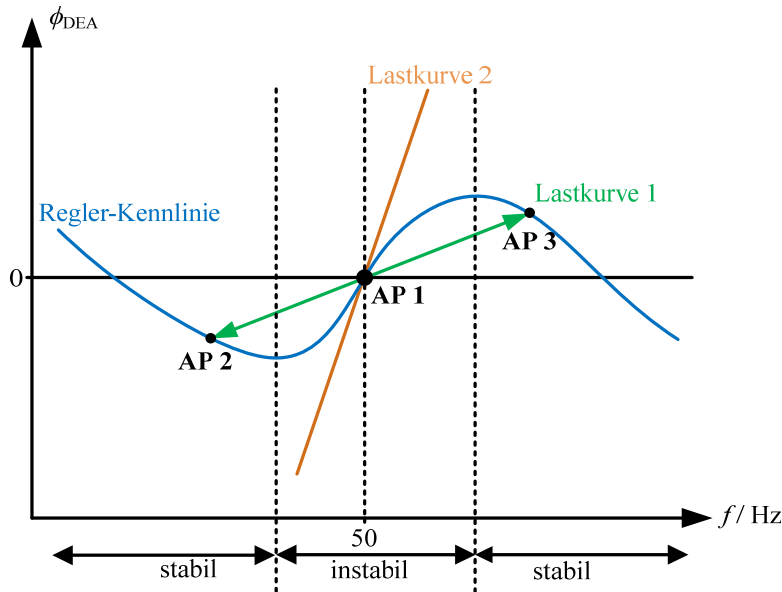


Abbildung 2-43: Phasenwinkel in Abhängigkeit von der Frequenz für die Phasenwinkel-Modulation

Eine gegenseitige Beeinflussung beim Einsatz des Verfahrens an mehreren DEA's und eine damit verbundene Instabilität sollte geprüft werden.

2.4.3.12 Zu- oder Abschalten einer Impedanz

Literaturstellen: [4]

Eine stabile Insel kann nur dadurch entstehen, dass sich die Wirk- und Blindleistungsbilanz zwischen Erzeugern und Verbrauchern ausgleicht. Durch Zuschaltung einer Impedanz nach dem Abtrennen eines Netzteils kann dieses Gleichgewicht aufgehoben werden. Durch Verwendung von Kondensatoren oder Spulen kann der Blindleistungsbedarf und durch Verwendung von Widerständen der Wirkleistungsbedarf im Inselnetz verändert werden, sodass der Spannungs- oder Frequenzschutz der DEA die Insel abschalten kann. Aufgrund der Verfügbarkeit und dem vorhandenen Technikwissen eignen sich dafür insbesondere Kondensatorbänke.

Die Zuschaltung der Impedanz muss zeitverzögert nach dem Öffnen des zugehörigen Schalters geschehen, da ansonsten die Gefahr besteht, dass gerade aufgrund der zusätzlichen Impedanz eine Kompensation erfolgt und eine Detektion unmöglich wird. Sollte die verwendete Impedanz im Normalbetrieb als Kompensationsanlage in Betrieb sein, so könnte diese nach einer Schalteröffnung zeitverzögert ab- statt zugeschaltet werden.

Die verwendete Impedanz sollte so dimensioniert sein, das evtl. Regelungen der DEA's nicht wieder zu einer Stabilisierung der Netzinsel führen.

2.4.3.13 Bewertung und Empfehlungen

Es existieren verschiedenste Ansätze zur Detektion von unbeabsichtigten Inselnetzen, wobei hier nicht sämtliche Verfahren vorgestellt werden konnten. Bislang gibt es jedoch keine Methode zur Inselnetzdetektion, die uneingeschränkt alle Anforderungen an eine optimale Lösung erfüllt. Vielmehr weist jedes Verfahren individuelle Vor- und Nachteile auf.

Die Detektion über Spannungsmessung ist relativ einfach und könnte effizient erweitert werden.

Verfahren, die einen Eingriff in das Netz oder die Nutzung von Kommunikationsverbindungen erfordern, ermöglichen die sicherste Detektion von Inselnetzen, weisen aber die höchsten Kosten auf.

Auch die aktiven Verfahren mit einem Eingriff an der DEA ermöglichen in den meisten Fällen eine sichere Detektion. Aufgrund der immer weiter zunehmenden Durchdringung der Netze mit DEAs wird aber die Beeinflussung der Spannungsqualität und insbesondere der Stabilität der elektrischen Netze im Normalbetrieb zu einem Nachteil dieser Verfahren.

Referenzen

- [1] VDE: VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE, Berlin, 2011
- [2] BDEW: Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, Berlin, 2008
- [3] Ropp, M. ; Begovic, M. ; Rohatgi, A. ; Kern, G. ; Bonn, R. ; Gonzalez, S.: Determining the relative effectiveness of islanding detection methods using phase criteria and nondetection zones, IEEE Transactions on Energy Conversion vol. 15, 2000, Nr. 3, pp. 290–296
- [4] IEA PVPS: Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility-interactive power systems, Report IEA PVPS T5-09, 2002
- [5] Ropp, M.; Begovic, M.; Rohatgi, A.: Prevention of islanding in grid-connected photovoltaic systems, Progress in Photovoltaics: Research and Applications vol. 7, 1999, Nr. 1, pp. 39–59
- [6] Econnect: Assessment of islanded operation of distribution networks and measures for protection, ETSU K/EL/00235/REP, 2001
- [7] Handschin, E; Hauptmeier, E; Horenkamp, W.; Malcher, S.: Inselnetzerkennung bei Eigenerzeugungsanlagen, etz vol. 12, 2004, pp. 48–50

- [8] Yang, M.-T.; Gu, J.-C.; Hsu, W.-S. ; Chang, Y.-C. ; Cheng, C.: A novel intelligent protection scheme for high impedance fault detection in distribution feeder. IEEE Region 10 Conference TENCON. vol. C : IEEE, 2004, (ISBN 0-7803-8560-8), pp. 401–404
- [9] Chowdhury, S.P.; Crossley, P.: Islanding protection of distribution systems with distributed generators — A comprehensive survey report, 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century : IEEE, 2008, (ISBN 978-1-4244-1905-0), pp. 1–8
- [10] Redfern, M.A.; Barrett, J.; Usta, O.: A new microprocessor based islanding protection algorithm for dispersed storage and generation units, IEEE Transactions on Power Delivery vol. 10, 1995, Nr. 3, pp. 1249–1254
- [11] Smith, G.A.; Onions, P.A.; Infield, D.G.: Predicting islanding operation of grid connected PV inverters. IEE Proceedings - Electric Power Applications vol. 147, 2000, Nr. 1, p. 1
- [12] Ropp, M.; Begovic, M.; Rohatgi, A.: Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention, IEEE Transactions on Energy Conversion vol. 14, 1999, Nr. 3, pp. 810–816
- [13] Fan, Y.; Li, C.: Analysis on non-detection zone of the islanding detection in photovoltaic grid-connected power system, International Conference on Advanced Power System Automation and Protection : IEEE, 2011, (ISBN 978-1-4244-9621-1), pp. 275–279
- [14] Stevens, J. ; Bonn, R. ; Ginn, J. ; Gonzalez, S. ; Kern, G.: Development and Testing of an Approach to Anti-Islanding in Utility-Interconnected Photovoltaic Systems , 2000, Nr. August
- [15] Xu, M.; Melnik, R.V.N.; Borup, U.: Modeling anti-islanding protection devices for photovoltaic systems, Renewable Energy vol. 29, 2004, Nr. 15, pp. 2195–2216
- [16] Teodorescu, R.; Liserre, M.; Rodriguez, P.: Grid converters for photovoltaic and wind power systems, IEEE, 2010, (ISBN 9780470667040)
- [17] Kerber G.; Kästle G.; Oechsle F.: – IEWT (2013) Behandlung von ungewollten Inselnetzen unter besonderer Berücksichtigung robuster Netzanschlussregeln für dezentrale Erzeugungsanlagen, Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) in Wien, 2013
- [18] Kerber G.; Kästle G.; Oechsle F.: Strategies for Coping with Unintentional Islanding as a Result of Robust Grid Connection Rules for Distributed Generation, VDE-ETG Konferenz in Berlin, 2014

2.5 Optimierung der automatischen Wiedereinschaltung

2.5.1 Spannungseinkopplung während einpoliger AWE (Secondary Arc)

Bei der einpoligen automatischen Wiedereinschaltung (AWE) auf Hoch- und Höchstspannungs-freileitungen kommt es aufgrund der kapazitiven Verkettung zu den spannungsführenden Leitern zu einer Spannungseinkopplung im abgeschalteten Leiter. Diese eingekoppelte Spannung führt u.U. dazu, dass der Lichtbogen im abgeschalteten Leiter weiter gespeist wird (Secondary Arc) und nicht verlöscht. Die Wiedereinschaltung wäre dann erfolglos. Dieses Verhalten wurde bisher eindeutig nur auf einzelnen Höchstspannungs-über-tragungs-leitungen identifiziert.

Das Phänomen lässt sich bei 1-poligen AWE-Zyklen in niederohmig geerdeten 110-kV-Verteilnetzen auch beobachten. Die Auswertung der Störschriebe zeigt aber, dass der Secondary Arc aufgrund der geringen Leitungslängen während der AWE-Pause nicht dauerhaft gespeist wird und somit bei einer ausreichend großen Pausenzeit keine Auswirkung auf die AWE hat.

Dagegen wird beobachtet, dass bei 1poligen Sammelschienenkurzschlüssen, welche durch die Leitungsschutzeinrichtungen in den benachbarten Umspannwerken einpolig ausgeschaltet werden, der Secondary Arc nicht selbständig verlöscht. Ursache hierfür ist, dass der Lichtbogen über die kapazitive Kopplung von mehreren Stromkreisen weiter gespeist wird. Einpolige Sammelschienenkurzschlüsse weiten sich entweder in der AWE-Pausenzeit zu mehrpoligen Kurzschlüssen aus oder die 1polige AWE ist erfolglos mit dem Ergebnis, dass die speisenden Leitungen definitiv ausgeschaltet werden.

Hinweis: Im Abschnitt 2.7 (Ausblick) wird ein mögliches Lösungskonzept anhand konkreter Beispiele aus der Übertragungsebene beschrieben.

2.5.2 Pausenzeitautomatik

Die Pausenzeitautomatik ist eine Funktionalität, welche zur Optimierung einer automatischen Wiederschaltung beiträgt. Sie hat die Aufgabe ein fehlerbehaftetes Leitungsteilstück vor der Wiederschaltung vom restlichen Netz zu trennen. Pausenzeitautomatiken werden vorzugsweise in ausgedehnten Mittelspannungsnetzen installiert und befinden sich topologisch gesehen immer hinter einem entfernten Leistungsschalter, auf welchen eine mehrstufige automatische Wiederschaltung wirkt. Sie werden im Mittelspannungsnetz eingesetzt und für nachfolgende 2 Anwendungsfälle verwendet:

- Segmentierung einer im Stich betriebenen Hauptleitung, vorzugsweise in bis zu 3 Teile
- Trennung von fehleranfälligen Seitenästen von der Hauptleitung.

Die grundlegenden Verwendungsmöglichkeiten sind in Bild 2-44 dargestellt.

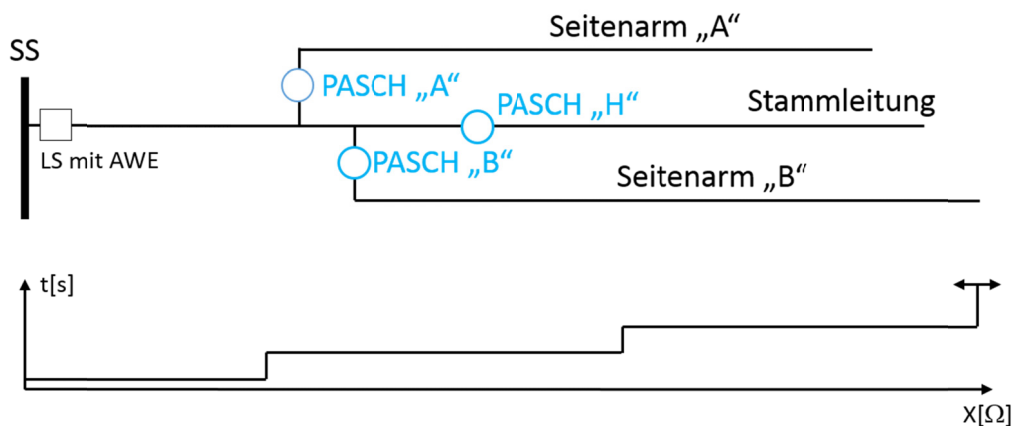


Abbildung 2-44: Grundlegende Verwendungsmöglichkeit von Pausenzeitautomatiken

Für die Funktion ist das zeitliche Zusammenwirken von den beiden Triggerbedingungen „Spannung fehlt“ und „Überstrom“ ausschlaggebend. Die dafür notwendige Logik ist schematisch in Bild 2.45 dargestellt.

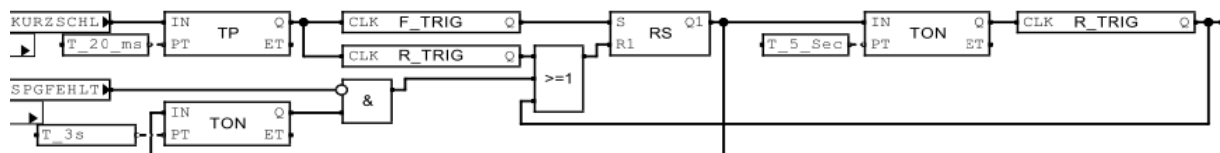


Abbildung 2-45: Logikschaltung einer Pausenzeitautomatik TP=Delay, TON = Anzugsverzögerung, F_TRIG=Trigger auf fallende Flanke, R_TRIG=Trigger auf steigende Flanke, RS=RS-Flip-Flop

Als Quelle für die Erkennung eines Kurzschlusses kann auf einen Kurzschlussanzeiger, der Retrigger, auf ein Sekundär- oder ein Primärrelais zurückgegriffen werden. Für die Prüfung der Spannungsfreiheit können Spannungswandler oder auch kapazitive Spannungsabgriffe mit sicherer Feststellung der Spannungsfreiheit (z.B. Capdis) verwendet werden. Da diese Spannungsüberwachungseinrichtungen oftmals eine codierte Ausgabe über 2 Binärausgaben haben sind alle Zustände abzufragen und die Logik zu decodieren. Auf Grund der kritischen Zeitfolge müssen die Signale binär erfasst werden. Ein serielles Abholen der Informationen Überstrom und Spannungsfreiheit ist nicht zulässig.

Es ist ebenfalls darauf zu achten, dass eine Retriggerung erfolgt damit sich die zeitliche Abfolge immer auf den letzten Überstrom bezieht. Eine alternative Möglichkeit ist die Verzögerung des Überstromsignals sofern sich die Pausenzeitautomatik in einer höheren Stufe des vorgelagerten Schutzgerätes befindet und die automatische Wiedereinschaltung auslöseabhängig ist. Diese Verzögerung muss dann auf jeden Fall über der Auslösezeit des ersten AWE-Zyklus liegen und unterhalb der Auslösezeit der Stufe in der sich der Pausenzeitschalter befindet. Grafisch ist dieser Zustand in Abbildung 1 beim Pausenzeitschalter PASCH „H“ möglich.

Die zeitliche Abfolge ist nachfolgend beschreiben. Bei einem Netzfehler, der sich in Kurzschlussrichtung hinter einem Pausenzeitschalter befindet, erfolgt eine Abschaltung des Fehlers in einer, dem Pausenzeitschalter vorgelagerten, Anlage. Dieser Abschaltung folgt eine automatische Wiederzuschaltung mit einem Unterbrechungszyklus von typischen 0,3-0,8 Sekunden. Die Pausenzeitautomatik erhält mit dem Überstrom einen Trigger, wird aber mit der wiederkehrenden Spannung zurückgesetzt. Wenn der Fehler mit dem ersten Zyklus nicht bereinigt ist, dann erfolgt ein zweiter Zyklus. Dieser triggert abermals die Pausenzeitautomatik. Die Pausenzeit des vorgelagerten Schutzgerätes, welche die automatische Wiedereinschaltung durchführt, beträgt im zweiten Zyklus zwischen 20 Sekunden und 3 Minuten. Diese Zykluszeit ist unternehmensspezifisch und vom vorgelagerten Leistungsschalter abhängig. Innerhalb der zweiten Zykluszeit, nach beispielsweise 10 Sekunden öffnet der Pausenzeitschalter, welcher vom Überstrom getriggert wurde, seine Kontakte und die vorgelagerte automatische Wiedereinschaltung kann das Netzsegment nach dem zweiten Zyklus wieder versorgen. Somit wird nur das fehlerbehaftete Segment außer Betrieb genommen.

Bei der Auswahl der Pausenzeiten ist auf das Schaltgerät Rücksicht zu nehmen, welches die AWE-Zyklen durchführt. Vakuum Schalter können innerhalb kurzer Zeit mehrmals geschaltet werden. Ölarme Leistungsschalter müssen nach einem typischen O-C-O-Zyklus ca. 3 Minuten beruhigt werden, damit sie wieder ihre volle

Funktionalität besitzen. Diese technisch bedingte Beruhigungszeit verzögert den C Zyklus bzw. bei abermaliger Erfolglosigkeit den C-O-Zyklus.

Eine Optimierung dieser Pausenzeitfunktionalität kann durch den Einsatz von Anlageübergreifender Kommunikation erreicht werden. Bei einer möglichen Kommunikation zwischen dem Schutzgerät, welches die AWE-Zyklen durchführt und der Komponente, welche die Pausenzeitfunktion abarbeitet, können Laufzeiten reduziert werden. Hier könnte z. B. ein vorzeitiges Öffnen des Pausenzeitschalters mit einem zusätzlichen Triggersignal (2. AWE-Zyklus läuft) des vorgelagerten Schutzgeräts erfolgen. Ebenso kann die Pausenzeitautomatik den geöffneten Schaltzustand an das Schutzgerät mitteilen und dieses könnte „adaptiv“ die zweite Zykluszeit umgehen und vorzeitig die Versorgung wiederherstellen. Somit wird eine minimale Ausfallszeit erreicht und eine Versorgungsqualität gesteigert. Zuletzt beschriebener Ablauf kann auch als Nachschaltautomatik bezeichnet werden.

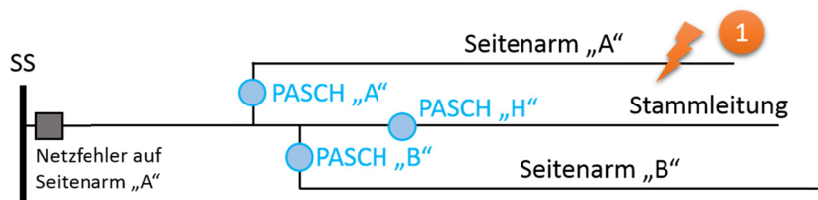


Abbildung 2-46: Fehlereintritt

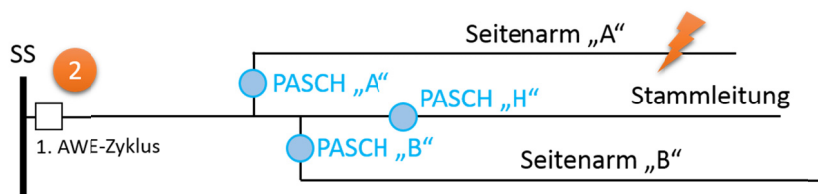


Abbildung 2-47: Abschaltung durch LS im UW

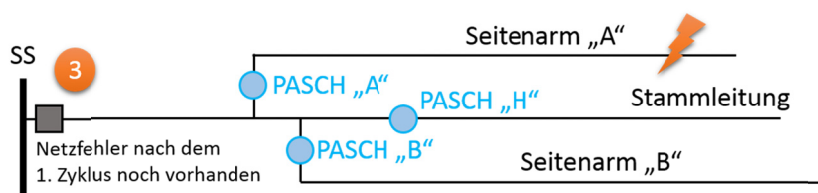


Abbildung 2-48: Abschaltung durch LS im UW (nach KU)

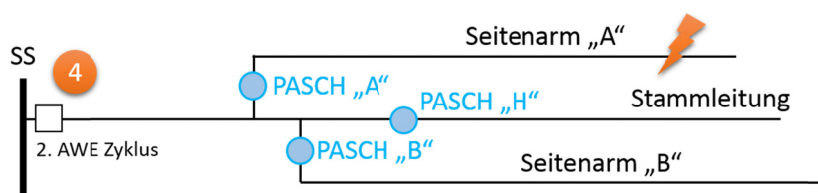


Abbildung 2-49: Abschaltung durch LS im UW (nach KU)

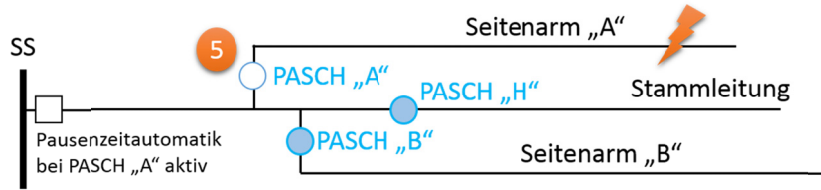


Abbildung 2-50: Öffnen des Pausenzeitschalters

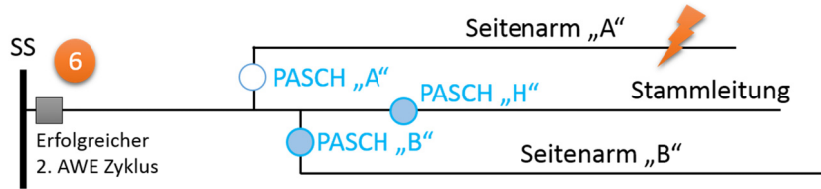


Abbildung 2-51: AWE EIN (LU) durch LS im UW

2.6 Zunehmende Verkabelung und Auswirkung auf die Sternpunktbehandlung

Im Folgenden erfolgt eine kurze Beschreibung der Auswirkungen der Sternpunktbehandlung [2][1] [7][4][6] und der gewählten Betriebsart auf den Strom über die Fehlerstelle im Falle eines einpoligen Fehlers:

Starr geerdet

Beim sammelschienenennahen Erdkurzschluss wird der Erdkurzschluss-Strom nur durch die Nullimpedanz des Transformators begrenzt. Aufgrund der Höhe dieses Stromes wird dieses Verfahren selten angewendet.

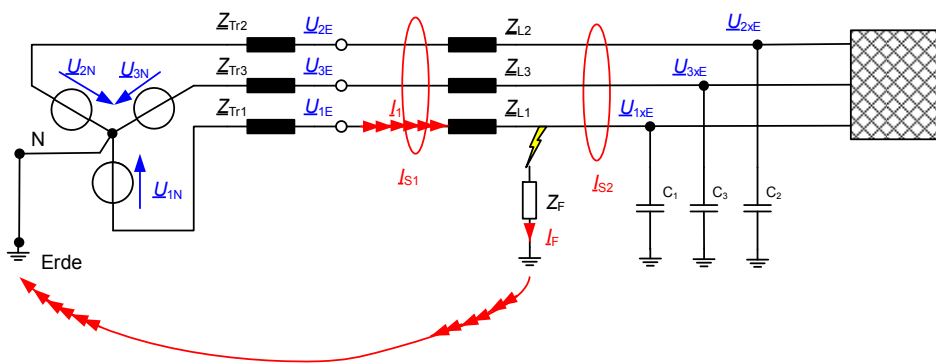


Abbildung 2-52: Starre Erdung

Niederohmige Sternpunktterdung (NOSPE)

Die Erdung erfolgt durch einen niederohmigen Widerstand oder durch eine kleine Induktivität.

Beim sammelschienenennahen Erdschluss ist der auftretende Strom über die Fehlerstelle maximal. Dieser Kurzschlussstrom wird im Wesentlichen durch die gewählte Impedanz zwischen dem Sternpunkt und der Erde begrenzt.

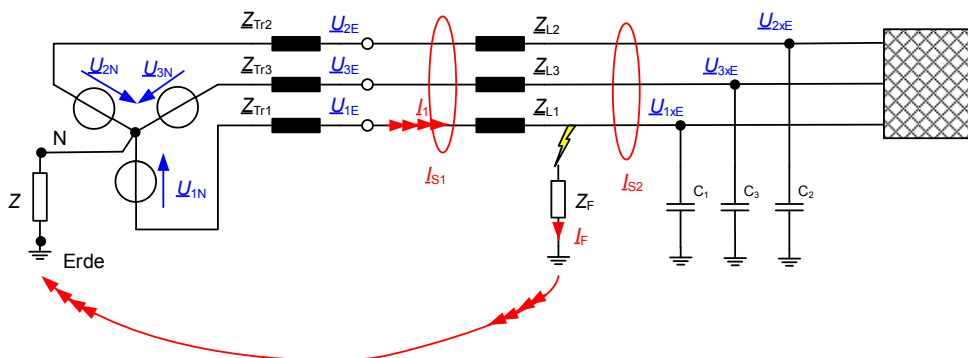


Abbildung 2-53: Niederohmige Sternpunktterdung (NOSPE)

Resonanz-Sternpunktterdung (RESPE)

Der kapazitive Ladestrom wird durch die Petersen-Spule kompensiert. Abhängig von den betrieblichen Anforderungen oder dem gewählten Schutzkonzept sind die folgenden Betriebsarten üblich:

- o **Unterkompensiert (teilkompensiert):** Es wird durch die Petersen-Spule nur ein Teil des kapazitiven Stromes über die Fehlerstelle kompensiert.
- o **Auf Resonanz abgestimmt:** Der induktive Strom über die Fehlerstelle entspricht dem kapazitiven Strom. Die Blindkomponenten kompensieren sich im stationären Fehlerzustand. Es verbleibt an der Fehlerstelle nur der Wirkanteil des Stromes, der die Verluste im Nullsystem des Netzes abdeckt.
- o **Überkompensiert:** Die Petersen-Spule liefert einen größeren induktiven Strom über die Fehlerstelle.

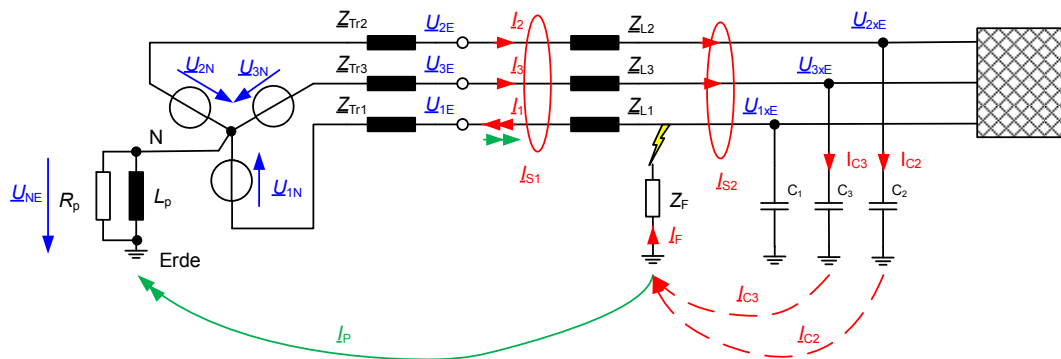


Abbildung 2-54: Resonanzsternpunktterdung (RESPE)

Erweiterte Resonanz-Sternpunktterdung (eRESPE)

In diesem Fall wird die RESPE mit einer Erdung der fehlerhaften Phase kombiniert.

Details siehe Seite 78.

Isoliertes Netz bzw. ohne Sternpunktterdung (OSPE)

Der Sternpunkt ist nicht mit der Erde verbunden.

Im Fehlerfall fließt der gesamte I_{c0} des Netzes über die Fehlerstelle.

Bei kleinen Netzen mit großen Lastströmen sind durch Wandlerfehler sehr oft die tatsächlichen Nullströme von den durch die Wandlerfehler entstandenen scheinbaren Nullströmen nicht unterscheidbar.

In größeren Netzen überschreitet der Strom an der Fehlerstelle den erlaubten Grenzwert und ein Betrieb des Netzes mit OSPE ist nur möglich, wenn der fehlerhafte Abgang kurz nach Eintreten des Fehlers abgeschaltet wird.

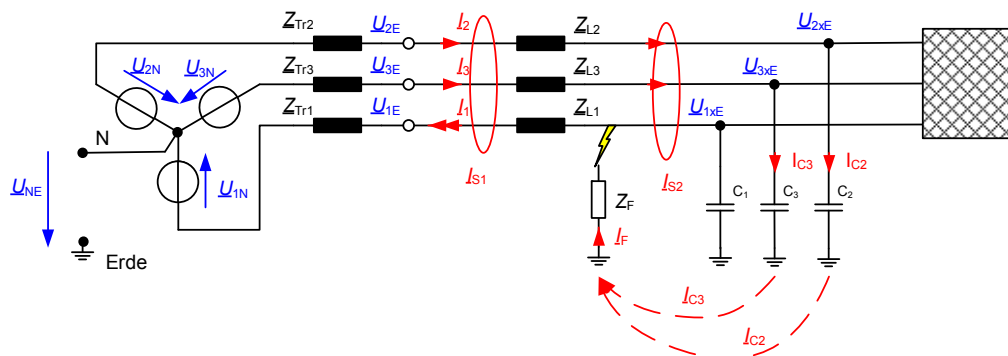


Abbildung 2-55: Isoliertes Netz bzw. Ohne Sternpunktterdung (OSPE)

Bei der Beschreibung des Fehleregeschehens erfolgt derzeit die Gruppierung nach der Aufteilung von Freileitung und Kabel in km:

- **Kabelnetze:** Freileitungsanteil < 10%
- **Freileitungsnetze:** Kabelanteil < 10%
- **Gemischte Netze:** Alle restlichen Netze

Die letzten Forschungsergebnisse haben aber gezeigt, dass das Fehleregeschehen im Wesentlichen von der Impedanz an der Fehlerstelle beeinflusst wird. In der Zukunft wäre, vor allem beim einpoligen Fehler, folgende Einteilung nach dem Fehlerverhalten zu bevorzugen:

- Stationär: Linearer Widerstand an der Fehlerstelle
- Wiederzündend: Nichtlinearer Widerstand an der Fehlerstelle z.B. Fehler im Kabel, Endverschluss, Kabelmuffe

Durch diese Einteilung ist eine bessere Beschreibung der notwendigen und möglichen Maßnahmen zur Reduktion der Gefahren an der Fehlerstelle möglich [2].

Die neuen transienten Erdschluss-Ortungs-Verfahren unterstützen eine eindeutige Klassifizierung der Fehlerart, die eine wesentlich bessere Entscheidungshilfen für die Fehlereingrenzung darstellen.

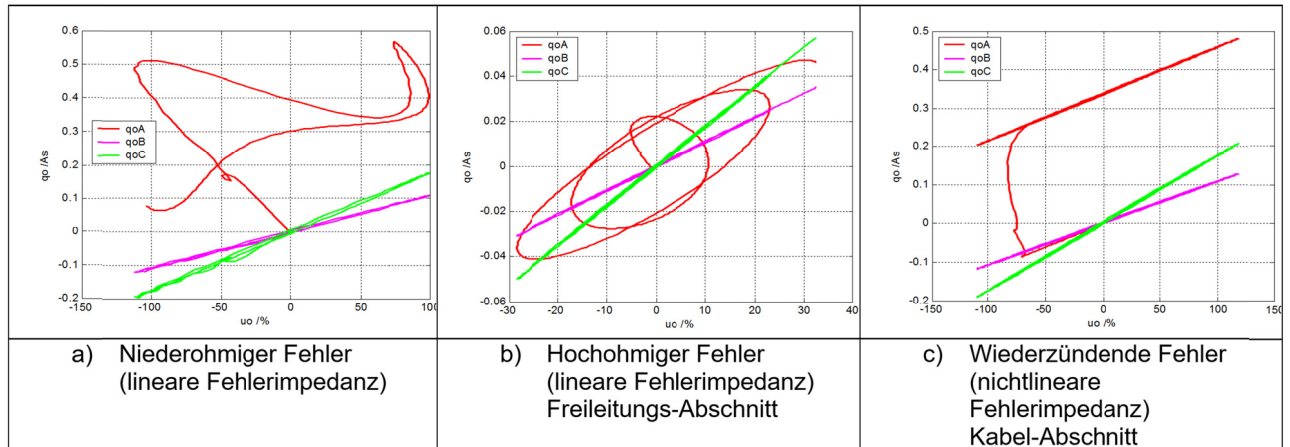


Abbildung 2-56: qu-Diagramme von drei Fehler-Klassen

Im Bild 2-56 a) ist ein niederohmiger Fehler dargestellt, der nur an gut geerdeten Stellen auftreten kann, wie z.B.: Umspannwerk, Mast, Trafostationen.

Im Bild 2-56 b) ist ein hochohmiger Erdschluss mit quasi linearer Impedanz dargestellt. Bei diesem Fehler ist keine oder nur eine sehr kleine Luftstrecke vorhanden. Dies ist bei Fehlern im Freileitungsteil üblich, wie z. B. Leiterseil auf Erde.

Im Bild 2-56 c) hingegen ist ein Erdschluss mit einer größeren Luftstrecke dargestellt, die aber immer wiederzündet. Dieses Verhalten ist in Kugelabschnitten zu finden, z. B.: Fehler im Kabel, Kabelmuffe oder Kabelendverschluss.

Durch diese Klassen-Information kann auf einen Abgang mit z.B. 90 % Freileitungs-Anteil und einer wiederzündende Fehler-Klasse die Fehlersuche auf die Kabelabschnitte reduziert werden.

2.6.1 Wiederzündende Fehler im NOSPE-Netz

Der Betrieb von NOSPE Netzen [5] hat in der Praxis gezeigt, dass auch in NOSPE-Netzen mit großem Kabelanteil ca. 15 % der Erdfehler wiederzündend beginnen. Der einpolige Kurzschlussstrom verlischt vor der Ausschaltung des Fehlers und zündet wieder in nicht vorhersehbarer Weise. Der Kurzschlusschutz kann wiederzündende Erdkurzschlüsse nicht gesichert abschalten, da die Schutzgeräte im Rhythmus des Wiederzündens ansprechen und abfallen. Dadurch können die vom Kurzschlussstrom durchflossenen Betriebsmittel, z.B. Sternpunktimpedanzen thermisch überlastet und zerstört werden. Häufig kommt es durch die unterschiedliche Verhaltensweise der beteiligten Schutzgeräte zu unselektiven Auslösungen.

Lösung: Modifikation strombasierter Anregeverfahren

Die Dynamik des Wiederezündens setzt voraus, dass auch kurze Stromflussdauern ab ca. 2 ms für die Anregung der Schutzfunktion verarbeitet werden. Durch eine einstellbare Zeitstufe werden die Anregesignale verlängert und in einer nachfolgenden Zeitstufe aufsummiert. Wenn die Summe der Zeiten der verlängerten Anregeintervalle gleich der einstellbaren Summenzeit ist und zu diesem Zeitpunkt eine Nullstromanregung vorliegt, wird das Auslösekommando gebildet. Das Zurücksetzen des summierenden Zeitgliedes auf Null erfolgt durch eine weitere einstellbare Zeitfunktion, die bei jeder Nullstromanregung neu gestartet wird.

Mit der Vorgabe dieser vier Staffelparameter (Anschwert der Nullstromanregung, Verlängerungszeit, Auslösezeit, Rücksetzzeit) wird das dynamische Verhalten aller Schutzgeräte der Erdkurzschlussbahn so festgelegt, dass eine selektive Auslösung auch bei intermittierenden Erdkurzschlüssen erreichbar ist. Dafür müssen die Ansprechwerte der Nullstromanregung sowie die Auslösezeiten der betrachteten Schutzgeräte in Richtung Kurzschlussort abnehmen. In gleicher Richtung müssen die Verlängerungszeiten und die Rücksetzzeiten ansteigen. Die Ansprechwerte liegen dabei unterhalb, die Kommandozeiten oberhalb der höchsten Einstellwerte der Schutzfunktionen für stationäre Kurzschlüsse.

2.6.2 Erdkurzschluss bei hochohmigen Erdfehlern im NOSPE-Netz

Hochohmige Erdschlüsse mit einer Schleifenimpedanz ab 50 Ohm können dazu führen, dass der Schutz den Erdschluss nicht mehr erkennt und den fehlerhaften Abgang nicht mehr abschaltet. In weiterer Folge ist insbesondere der „Rückwärtige Erdschluss“ ein Problem, auch wenn die Impedanz an der Fehlerstelle selbst 0Ω ist. Der „Rückwärtige Erdschluss“ ist ein Doppelfehler bei Freileitungen, bestehend aus einer Leiterunterbrechung und einem Erdschluss, wie in Bild 2-57 dargestellt.

Die Erkennung dieses Fehlers ist nun abhängig davon, auf welcher Seite des Fehlers das Umspannwerk liegt und im Falle des UW-fernen Erdschlusses von der Belastung des Verteiltransformators.

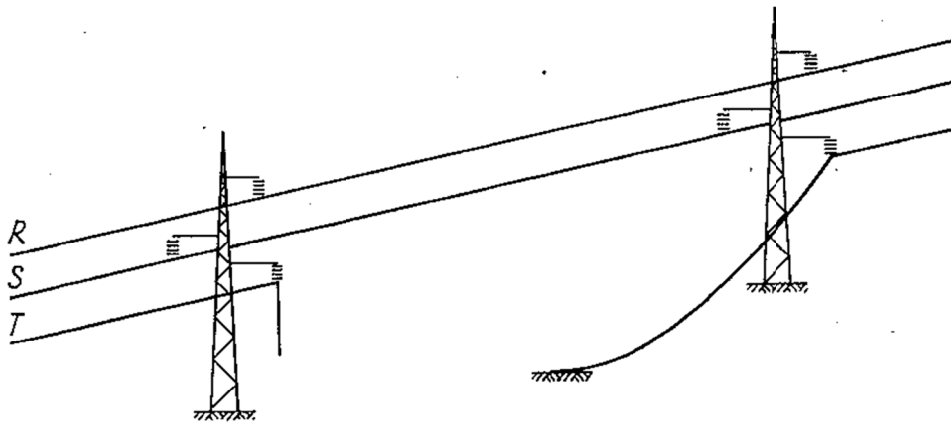


Abbildung 2-57: Rückwärtiger Erdschluss

Lösung: Empfindliche Erdfehlererkennung

In NOSPE-Netzen gibt es derzeit keine hochohmige Fehlererkennung. In diesen Netzen werden z.B. in 20-kV-Netzen Fehlerwiderstände von 100 Ohm bereits als hochohmig betrachtet.

In gelöschten Netzen besteht mit den neuen Erdschlussortungsverfahren die Möglichkeit, Fehler bis in den Bereich von 20 kOhm zu erkennen. Allerdings erfordert dies eventuell erhöhte Anforderungen an die Messtechnik und erweiterte Algorithmen, um das Übersprechen von Lastströmen zu unterdrücken [4].

2.6.3 Symmetrierung der RESPE-Netze durch die Verkabelung und Auswirkung auf die Restströme

Durch die wachsende Verkabelung erfolgt eine zunehmende Symmetrierung der Leiter-Erde Kapazitäten des Netzes, wodurch die verbleibende Nullspannung so klein wird, dass die Abstimmung der Petersen-Spule mit Hilfe der Resonanzkurve nicht mehr durchgeführt werden kann [4]. Durch die resultierenden FehlAbstimmungen können aber im Erdschlussfall große Berühr- und Schrittspannungen auftreten.

Lösungen:

Erhöhung der natürlichen Unsymmetrie

- Einphasige Belastung des gelöschten Netzes
 - o Induktivität (wird selten verwendet)
 - o Kapazität
 - o Verwendung von Kabelsegmenten als Kapazität [8]
 - Bei der Verlegung des Kabels eine Phase im UW verlängern.
 - Zuschaltung stillgelegter Kabelabschnitte (Bild 2-58)

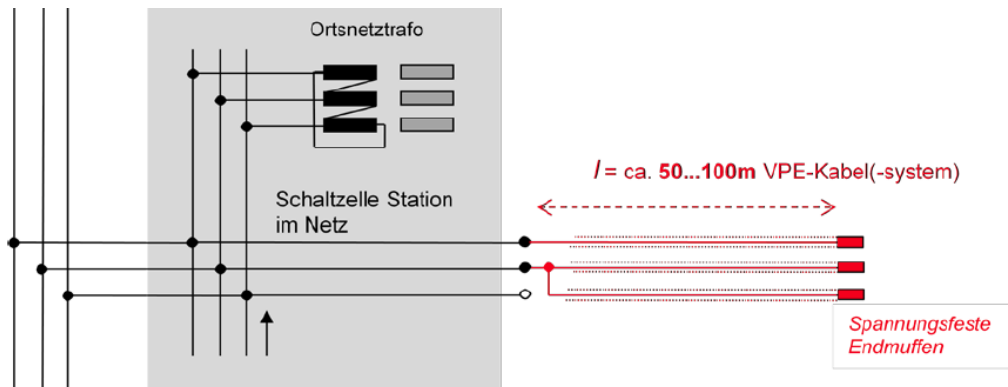


Abbildung 2-58: Beispiel zur Erhöhung der Unsymmetrie durch Zuschaltung von stillgelegten Kabelsegmenten

- 50 Hz Einspeisung in das Nullsystem (z.B.: Invers-Betrieb, zyklische Einspeisung) [4]
- Mehrfrequenzeinspeisung [4]

2.6.4 Reichweite der KNOSPE bei zunehmender Netzausdehnung

Durch die KNOSPE wird der einpolige Kurzschluss-Strom erhöht. Bei zunehmender Netzgröße wird in langen Stichen durch die erhöhte Schleifenimpedanz oft der notwendige Kurzschluss-Strom nicht mehr erreicht. Dies führt zu fehlenden Anzeigen bzw. zu fehlenden Abschaltungen.

In Ringen bzw. in vermaschten Netzen wird zusätzlich durch die Aufteilung der Kurzschluss-Ströme auf mehrere Abgänge nicht mehr der notwendige Kurzschluss-Strom erreicht.

In Netzen mit DEAs treten zusätzliche Probleme mit den Kurzschluss-Anzeigern auf, die im Abschnitt „Zweiseitig gespeiste Fehlerströme in Ring-/Stichnetzen“ beschrieben worden sind.

Lösung: Erden einer fehlerfreien Phase im UW (KNOPE)

Ein größerer Strom über die Fehlerstelle kann dadurch erreicht werden, dass ein gewollter Doppelerdschluss mit dem zweiten Fußpunkt im UW erzeugt wird. Dies wird erreicht indem eine gesunde Phase im Umspannwerk geerdet wird [9] (KNOPE: Kurzzeitige Nieder-Ohmige Phasen-Erdung). Der Kurzschlussstrom kann durch einen zusätzlichen Widerstand begrenzt werden. Durch die erhöhte Spannung kann die Schleifenimpedanz im Vergleich zur reinen NOSPE wesentlich größer sein.

2.6.5 Wiedertzündende Fehler in RESPE und OSPE-Netzen

Bei Kabelnetzen ist die Wirkung der Petersen-Spule durch die Wiedertzündung in Frage gestellt. Im Kabel erfolgt durch die konstante Länge des Luftkanals eine Wiedertzündung des Lichtbogens bei Überschreitung der Leiter-Erde-Spannung von ca. 10 % ... 30 %. In RESPE Netzen wird zwar durch die Petersen-Spule auch in Kabelnetzen eine wesentliche Reduktion des Stromes über die Fehlerstelle erreicht und der Lichtbogen verlöscht auch. Leider zündet der Lichtbogen im Kabelabschnitt nach einigen Perioden immer wieder. Dadurch treten zusätzliche transiente Spannungsbeanspruchungen der Isolatoren, Muffen, Kabelendverschlüssen usw. in den gesunden Leitern auf [2].

Lösung: Erden der fehlerhaften Phase im UW (eRESPE)

Beim "Erden der fehlerhaften Phase" wird im Umspannwerk während des Erdschlusses die fehlerhafte Phase mit Hilfe eines Leistungsschalters geerdet (Bild 2-59 und Bild 2-60). Wenn die Spannung an der nichtlinearen Impedanz der Fehlerstelle die Wiedertzündspannung nicht überschreitet, dann erfolgt an der Fehlerstelle keine Zündung mehr. Dadurch fließt an der Fehlerstelle kein Strom über die Fehlerstelle; weder Grundschwingungsstrom noch Oberschwingungsstrom. Die Fehlerstelle wird dadurch vollständig entlastet. Es tritt weder eine thermische Belastung noch eine Berühr- oder Schrittspannung an der Fehlerstelle auf [2][12].

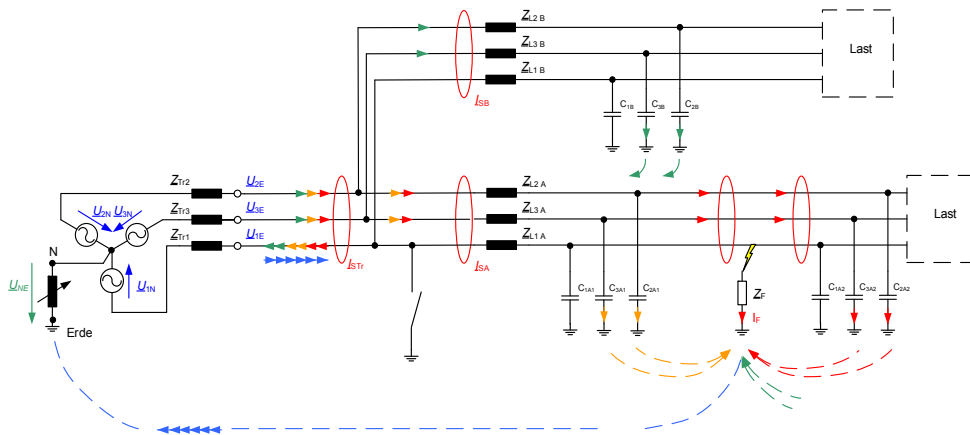


Abbildung 2-59: Erden der fehlerhaften Phase (FPE), FPE offen

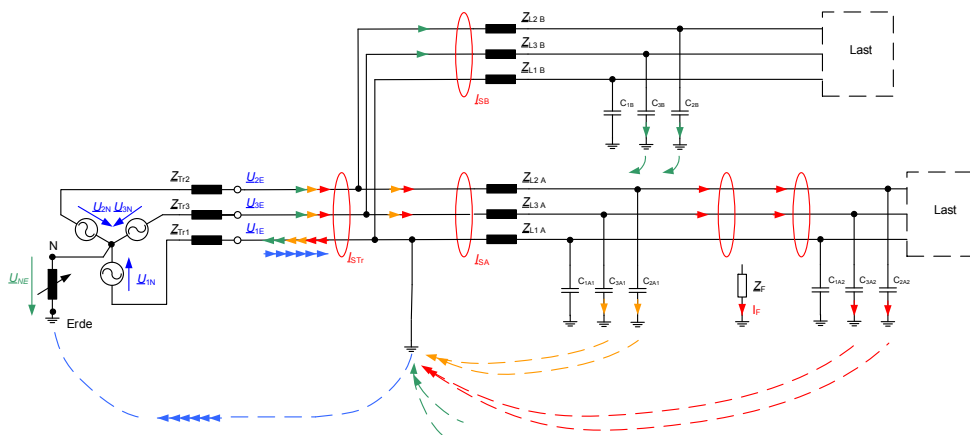


Abbildung 2-60: Erden der fehlerhaften Phase (FPE), FPE geschlossen

Durch die Kombination der Petersen-Spule mit der „Erdung des fehlerhaften Leiters“ (Faulty Phase Earthing: FPE) wird die Fehlerstelle in das Umspannwerk verlegt. Im Umspannwerk ist der Erdungs-widerstand klein und definiert.

Durch die Verlagerung der Fehlerstelle in das Umspannwerk besteht nun auch die Möglichkeit, den Strom über die Fehlerstelle im Umspannwerk zu messen und somit eine Regelung der Petersen-Spule auch während des Erdschlusses durchzuführen [4]. Eine automatische Nachregelung der Petersen-Spule, die durch das Abschalten eines Netzsegmentes durch einen Erdschluss oder durch einen Doppelerdschluss erforderlich ist, kann nun auch während des Erdschlusses erfolgen[3] (siehe Lösung 2 im Abschnitt 2.1.4 Gerichtete Erdschlussortungsverfahren in gelöschten und isolierten Netzen zur schnellen Abschaltung von Erdschlüssen im DEA-Bereich).

In gelöschten Netzen stellt die neue Kombination bestehend aus Petersen-Spule und FPE eine neue und ideale Variante zur Sternpunktbehandlung dar: „erweiterten Resonanz- Sternpunkt-Erdung“ (eRESPE) [2][3].

2.6.6 Überschreitung der zulässigen Restströme in großen RESPE Netzen

Lösung: Aktive Kompensation des Stromes an der Fehlerstelle

Eine weitere Möglichkeit zur Reduktion des Stromes über die Fehlerstelle bietet die Verwendung einer hybriden Lösung, bestehend aus einer Petersen-Spule und einer aktiven Stromeinspeisung in das Nullsystem [11][10]. Da die Leistung der aktiven Einspeisung begrenzt ist, dürfen derzeit nur kleine Änderungen in Bezug auf die Netzgröße während der Einspeisung durchgeführt werden.

Durch die Zunahme von Oberschwingungsspannungen in der verketteten Spannung nimmt mit zunehmender Verkabelung auch der Oberschwingungsstrom über die Fehlerstelle zu [4].

Die Oberschwingungsströme über die Fehlerstelle können derzeit allerdings infolge von Serienresonanzen der Leitungen nur in bestimmter Netzkonfiguration reduziert werden.

Referenzen

- [1] Bruch T., Druml G.: Aspekte der Verkabelung hinsichtlich der Sternpunktbehandlung in 110-kV-Netzen, Beitrag zum FNN/ETG-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2014 in Neuss, 2014
- [2] Druml G., Raunig C., Fickert L., Schegner P.: Vergleich des Verhaltens des Kabelfehlers im isolierten und gelöschten Netz bei unterschiedlicher Kompensation, Beitrag zur ETG Fachtagung STE 2014 in Nürnberg, ETG-Fachbericht 143, VDE-Verlag GmbH, Berlin Offenbach, 2014
- [3] Druml G., Schegner P., Fickert L., Schlömmer M.: Advantages of the new combination: Petersen-Coil and Faulty-Phase-Earthing, paper 1450, CIRED Lyon 2015
- [4] Druml G.: Innovative Methoden zur Erdschlussortung und Petersen-Spulen Regelung, Dissertation am Institut für elektrische Anlagen in Graz, 2012
- [5] John A.: Schutz bei intermittierendem Erdkurzschluss in Mittelspannungsnetzen mit nieder-ohmiger Sternpunktterdung, Beitrag zur ETG Fachtagung STE 2009 in Dresden, ETG-Fachbericht 116, VDE-Verlag GmbH, Berlin Offenbach, 2009
- [6] Melzer H. et al: Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH), ETG-Fachbericht 132, VDE-Verlag GmbH, Berlin Offenbach, 2012
- [7] Melzer H.: Auswirkung der Sternpunktbehandlung in Verteilungsnetzen, Beitrag zum ETG/BDEW-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2008 in Dortmund, ETG-Fachbericht 115, VDE-Verlag GmbH, Berlin Offenbach, 2008

[8] Schäfer H.D, u.a.: Erhöhung der Verlagerungsspannung in Mittelspannungs-Kabelnetzen mit Erdschlusskompensation. Elektrizitätswirtschaft 93 (1994) H.21, S.1295-1302

[9] Steurer H., Fickert L., Schmutzer E.: Einführung eines neuen Erdschlussortungs-Systems KNOPE und erste Erfahrungen, E&I (2014) 131/8, Wien, 2014

[10] Ulrich P., Prinz S., Dorendorf S.: Oberschwingungsbehaftete Erdschlussrestströme – ein 20-kV-Pilotprojekt zur Sicherstellung des Netzbetriebes in RESPE-Netzen, Beitrag zur 3. VDE-Fachtagung Netzurückwirkungen und Spannungsqualität, Dresden 2008

[11] Winter K.: Die sichere und schnelle Entsorgung des Kabelfehlers in gelöscht betriebenen Netzen, Beitrag zur ETG Fachtagung STE 2011 in Erfurt, ETG-Fachbericht 129, VDE-Verlag GmbH, Berlin Offenbach, 2011

[12] Zak F., Vancata P.: Analyse der Einsatzmöglichkeiten und erste Praxis-Erkenntnisse mit dem Erdungskonzept der erdschlussbetroffenen Phase, Beitrag zur ETG Fachtagung STE 2014 in Nürnberg, ETG-Fachbericht 143, VDE-Verlag GmbH, Berlin Offenbach, 2014

2.7 Ausblick auf zukünftige schutztechnische Handlungsfelder

Der derzeitige Umbruch in der Elektroenergieversorgung mit dezentral verteilter Erzeugung vorrangig aus regenerativen Energien und modernen Verbrauchern wirkt unter anderem auch neuartige Handlungsfelder und Themen für die Auslegung von Netzschutzsystemen auf. Aufgrund paralleler Arbeitsgruppen und laufenden Forschungsaktivitäten wurden diese Themen im folgenden Abschnitt kurz zusammengefasst.

2.7.1 Anwendung von leistungselektronischen Komponenten – zukünftige Herausforderungen

2.7.1.1 Transientes Verhalten der Frequenzumrichter beim Eintritt eines Fehlers

Abhängig von dem Regelungsverfahren des Frequenzumrichters und der Größe des Zwischenkreises ergeben sich in den ersten Perioden Ströme, die nicht dem Verhalten einer Asynchron- oder einer Synchronmaschine entsprechen. Die eingespeisten Ströme sind meist begrenzt und erzeugen in diesen Perioden Frequenzen, die stark von 50 Hz abweichen.

Die Auswirkungen auf die Schutzgeräte müssen noch genauer untersucht werden.

2.7.1.2 Wechselwirkung zwischen Schutzgeräten und leistungselektronischen Reglern

Fourier-basierte Netzschutzalgorithmen bewerten Strom- und/oder Spannungssignale über ein Messfenster der Dauer einer Grundschiwingung (20 ms für $f = 50$ Hz). Je nach Verfahren können auch nur Halb- oder Viertelperioden ausgewertet werden.

Leistungselektronische Regler in z. B. Wechselrichtern von PV-Anlagen benötigen ca. 30 ms ... 50 ms zum Ausregeln der neuen Betriebszustände (z. B. Blindstromeinspeisung bei dynamischer Netzstützung nach SdIWindV).

In Bild 3-61 ist das Versuchsnetz mit vier dezentralen Einspeisern dargestellt. Mit Hilfe des Netzsimulators wurde die Spannung am Verknüpfungspunkt reduziert, sodass eine dynamische Netzstützung durch die Wechselrichter aktiviert wurde. Die Strom- und Spannungs-Messwerte sind in den folgenden Bildern dargestellt [3].

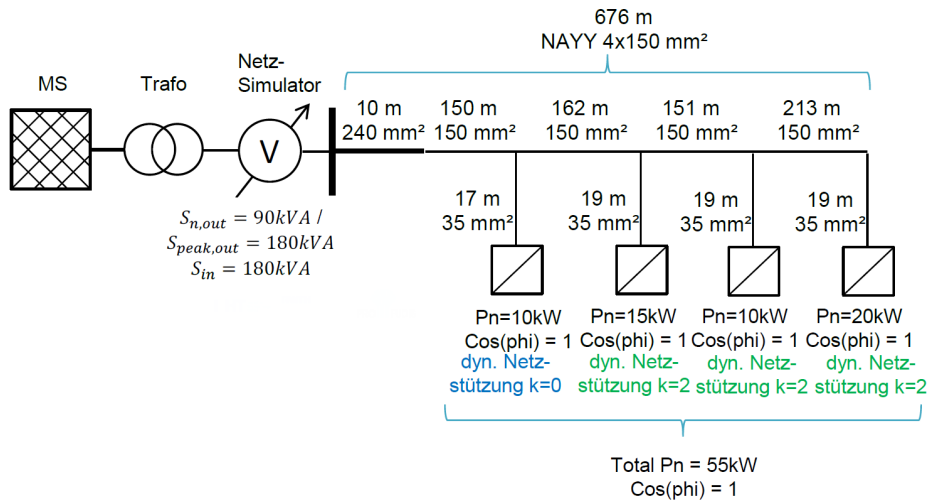


Abbildung 2-61: Versuchsnetz für dynamische Netzstützung [3]

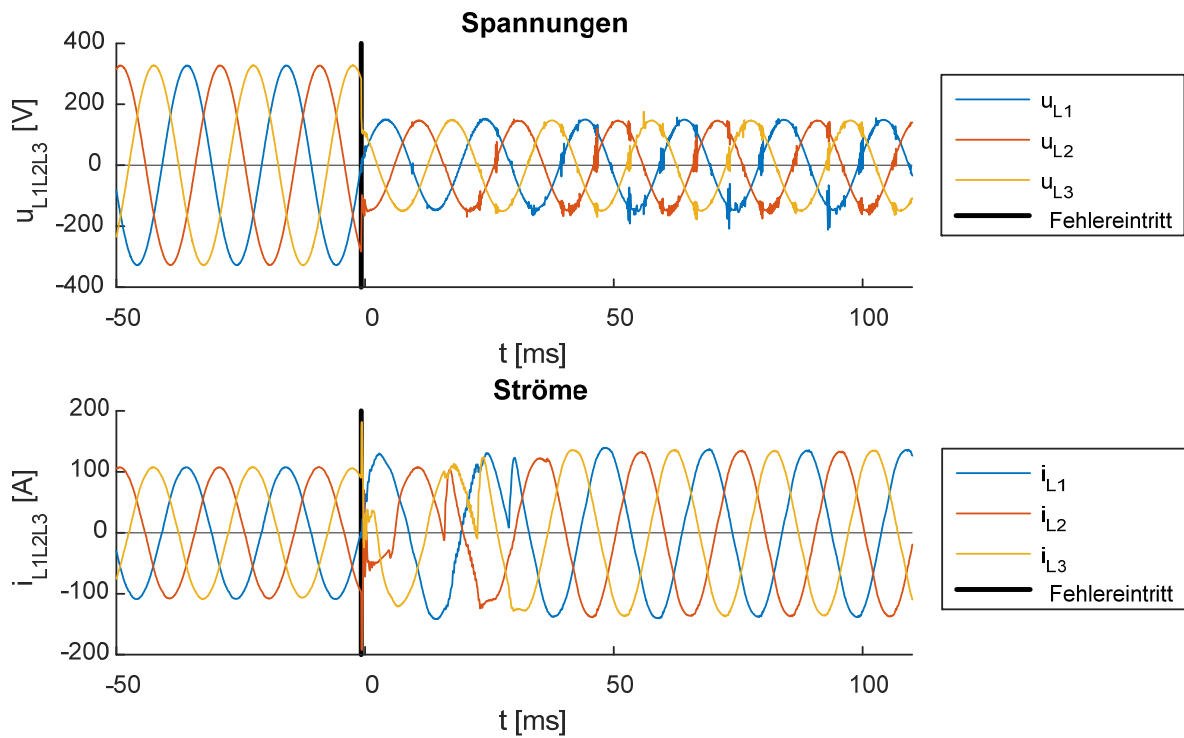


Abbildung 2-62: Gemessene Spannungs- und Strom-Momentan-Werte am Verknüpfungspunkt [3]

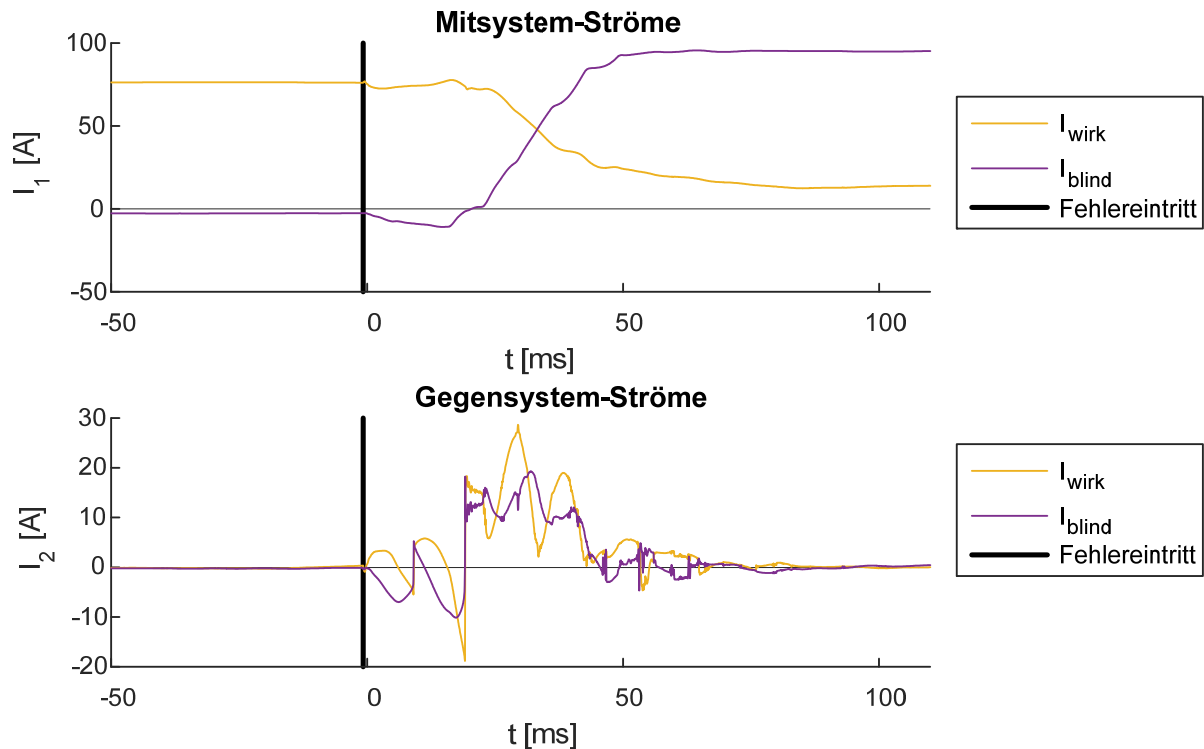


Abbildung 2-63: Berechnete Mit- und Gegensystemströme für die Messwerte [3]

Aufgrund gleicher Zeitbereiche von Fourierberechnung und Anregelzeit der WR kann eine Beeinflussung der Messergebnisse der Schutzgeräte nicht ausgeschlossen werden. Mit Hilfe von Messungen an WR können geeignete Modelle für die Netzberechnung erstellt und das Schutzgeräteverhalten überprüft werden.

2.7.2 Zukünftige Herausforderungen bei der Erdschlusserfassung

2.7.2.1 Kompensation von Oberschwingungsströmen an der Fehlerstelle beim einpoligen Erdfehler

Durch die Zunahme der Oberschwingungsspannungen in den verketteten Spannungen und durch die Zunahme der Leiter-Erde-Kapazitäten steigen im Falle eines einpoligen Fehlers die Oberschwingungsströme an der Fehlerstelle.

Derzeit sind keine Verfahren bekannt, um durch eine zentrale Kompensation den Oberschwingungsstrom an der Fehlerstelle sicher zu reduzieren.

Eine machbare Lösungs-Variante besteht derzeit darin, die Oberschwingungsströme durch dezentrale Kompensationen gar nicht in das Netz einzuspeisen.

Ferner ist es für eine ausreichende Kompensation eine rechnerische Abschätzung der Oberschwingungsströme an der Fehlerstelle notwendig

Ziel ist es, bereits in der Planungsphase den Oberschwingungsgehalt für den Fall eines einpoligen Fehlers abzuschätzen und entsprechende Gegenmaßnahmen zu

setzen. Die bisherigen Ergebnisse stimmen nur für sehr kleine Netze mit kurzen Sticheleitungen.

2.7.2.2 Sichere und schnelle Entfernungsbestimmung des einpoligen Fehlers

Die derzeitigen Verfahren zur Entfernungsbestimmung des einpoligen Fehlers scheitern im Wesentlichen an den folgenden Problemen

- Unbekannte und sich zeitlich ändernde Nullimpedanzen der Leitungen
- Unbekannte lineare und nichtlineare Impedanz an der Fehlerstelle
- Gemischte Netze bestehend aus Freileitungen und Kabel
- Zusätzlich eingespeiste Ströme von DEAs
- Frequenzbereiche der Wandler und Sensoren
- Nicht nachgeführte bzw. dem Relais nicht bekannte Netztopologie

2.7.2.3 Erdkurzschluss im NOSPE-Netz mit großer Ausdehnung

Durch den zunehmenden kapazitiven Strom erfolgt eine Beeinflussung des Schutzes. Die genauen Auswirkungen müssen noch detaillierter untersucht werden.

2.7.3 State-Estimation mit reduzierter Anzahl von Sensordaten in Echtzeit

Für eine Vielzahl an Funktionalitäten in der Regelung, der Steuerung und der Überwachung bzw. Optimierung von elektrischen Verteil- und Übertragungsnetzen ist eine solide Datenbasis notwendig. Hier spielen, neben der aktuellen Topologie des betrachteten Netzbereichs, vor allem die Messdaten eine wichtige Rolle. Diese werden dazu oft eigens erfasst, aufbereitet, vorverarbeitet und an die auswertende Einheit übertragen. An diese Messdatenerfassung werden je nach Anwendungsfall unterschiedliche Anforderungen gestellt. Aktuelle Schutzgeräte beherrschen durch ihren großen Dynamikbereich (kleinste Spannungssignalen, große Überstrombereiche) eine Anzahl von diesen Anforderungen, sind in vielen Fällen bereits physikalisch vorhanden und infrastrukturell bereits in Übertragungssysteme eingebunden. Es wird jedoch in den wenigsten Fällen auf diese vorhandenen Ressourcen zurückgegriffen.

Lösungsansatz: Schutzsysteme als Sensoren

Die Messwertaufbereitung von Schutzgeräten kann in vielen Fällen eine breite Masse an Informationen für unterschiedlichste nachgelagerte Anwendungsfälle zur Verfügung stellen. So können unter Anderem nachfolgende Daten als Output generiert werden:

- Normalisierte Rohdaten von analogen Eingängen welche an andere Auswerteeinheit übergeben und dort skaliert und weiterverarbeitet werden können.
- Fertigwerte (Floatwerte) nach IEEE754 zur Weiterverarbeitung und Bewertung in eigenen Auswerteeinheit wie z.B. in übergeordneten Optimierungen und Überwachungen.
- Vorverarbeitet Signale (Grundschiwingung, Anteil diverser harmonischer Schwingungen)
- Vergleichs- und Differenzwerte von Vektoren (z.B. Amplituden-, Winkel- und Frequenzdifferenz) wie sie z.B. aus einer Synchronkontrolle ergeben.
- Vergleichs- und Schwellwterergebnisse als Binärinformation wie Spannungs-, Strom- oder Leistungsschwellwerte aber auch Wirk- und Blindleistungsrichtung.
- Berechnungsergebnisse von verknüpften Eingangsgrößen wie z.B. Impedanzen, Reaktanzen und Resistanzen.

Der aufgezählte Output kann bei Binärergebnissen als Hardwarekontakt bzw. generell jeder Output nach aktuellem Stand der Technik auch in branchenüblichen Telegrammformaten bitseriell über unterschiedliche Medien weitergereicht werden.

Ein weiterer wichtiger Aspekt bei der Betrachtung der Signalaufbereitung ist der positive Einfluss von neuen Technologien. Hier ist anzuführen, dass moderne Schutzgeräte neben den branchenüblichen klassischen seriellen Übertragungsmechanismen auch IP-basierende Übertragung unterstützen. Durch den Einzug der Information- und Kommunikationstechnologie in die Schutztechnik wurden nicht nur bekannte Standards übernommen, sondern auch neue Möglichkeiten geschaffen. Eine dieser Möglichkeiten ist die präzise Zeitsynchronisierung nach IEEE1588 (PTP). Diese ermöglicht die Funktionalität der „Phasor Measurement Unit“ (PMU) welche zukünftig auch in der Fläche eine wichtige Rolle spielen wird da sie für die Weitbereichsüberwachung viele neue Möglichkeiten bietet.

Mögliche Funktionale Erweiterungen bei der Verwendung eines Schutzsystems als „Smart Bridge“ zwischen dem eigentlichen Signal und der Funktionalität:

- Inselnetzerkennung: Durch den einfachen logischen Vergleich einer vorhandenen Rückspannung auf einer topologisch eindeutigen Stichleitung – Betrachtung aus einem Umspannwerk – bei offenem Schaltgerät kann auf ein

Inselnetz rückgeschlossen werden. Beide Informationen sind üblicher Weise im Schutzgerät vorhanden.

- Bereitstellung von ortsfernen Informationen für Verriegelungen, Freigaben oder Blockierungen. Diese ortsfernen Informationen können logisch gebildet (z.B. bestimmtes Prozessabbild), berechnet (z.B. Leistungsrichtung) oder schwellwertgesteuert (z.B. Überlaststufe) sein. Diese Informationen können z.B. Kennlinien oder Anregeverfahren und -schwellen umschalten. Bei letzterem könnte z.B. eine leistungsrichtungsabhängige Umschaltung der Schwelle für die Fehlererkennung bei mehrseitig gespeisten Netzsegmenten mit unterschiedlichen Kurzschlussleistungen bewirkt werden.
- Bereitstellung von Messsignalen als Rohdaten und als vorverarbeitete Datensätze (Amplitude, Oberwellenanteil, ...) zur Prozessüberwachung von Weitbereichsregeleinrichtungen sowie zur Überprüfung von Sollwertvorgaben ($\cos \varphi$, $Q(U)$, $Q(P)$, ...) bei dezentralen Erzeugungsanlagen.
- Verteiltes Schutzsystem
- Dezentrale Erfassung von zentral injizierten Signalen (z.B. Frequenzmuster $\neq 50\text{Hz}$ mit geringer Amplitude) bei dessen fehlen (=Signalanteil im Nutzsignal nicht mehr vorhanden) dezentral auf Insel entschieden werden könnte und ein weiterer Akteur die Erzeugungsanlage vom Netz trennt oder die Empfindlichkeit einer Funktion adaptiert.

Neben den zuvor genannten Möglichkeiten ergeben sich durch die Funktionalität der „Phasor Measurement Unit“ noch weitere zusätzliche Möglichkeiten welche nachfolgende angeführt sind:

- Weitbereichsüberwachung
- Lastflussoptimierung
- Bereitstellung von Echtzeitquelldaten für Übergeordnete Regelsysteme
- Bereichs- und Netzebenen übergreifender Vergleich von typischen Kennwerten elektrischer Größen unterschiedlicher geografischer Orte wie dU , $d\varphi$ oder dF , wobei hier z.B. die Winkelgeschwindigkeit ($d\varphi/dt$) bzw. die Beschleunigung ($d\varphi/d^2t$) erfasst und ausgewertet werden kann.
- Beobachtung der Netzstabilität/Steifheit durch z.B. dU/dP
- Hilfsmittel für den Systemwiederaufbau, für mögliche Schwarzstarts oder auch zur Resynchronisierung.

Allgemein betrachtet bieten moderne Schutzsysteme, in ihrer Funktion als universales Sensorsystem, viele Möglichkeiten, welche jedoch nur zu einem geringen %-Satz ausgereizt sind. Hier gibt es noch Potential, welches ohne gravierenden Einsatz von Investition und meist auch IKT-Infrastruktur, besser ausgelastet werden kann.

2.7.4 Anpassung der Schutzparameter aufgrund einer automatischen Rekonfiguration des Netzes zur schnellen Wiederversorgung

Die automatische und korrekte Anpassung der Schutzparameter an die geänderte Netztopologie wird in Zukunft eine zusätzliche Herausforderung darstellen.

2.7.4.1 Adaptiver Schutz

Um Kurzschlüsse mit Fehlerwiderständen z. B. Lichtbögen auf Freileitungen sicher zu erfassen, stellt man die resistive Reichweite der Unterimpedanz-Anregung und der Distanzschutzzonen entsprechend groß ein. Im Bereich typischer Lastwinkel (d.h. typ. kleiner ± 30 Grad) ist dies aufgrund der benötigten Sicherheitsabstände zur Anregung nicht möglich und auch nicht notwendig. Distanzschutzgeräte bieten in diesem Impedanzbereich eine sogenannte Lastausblendung an (Z_v in Bild 2.64).

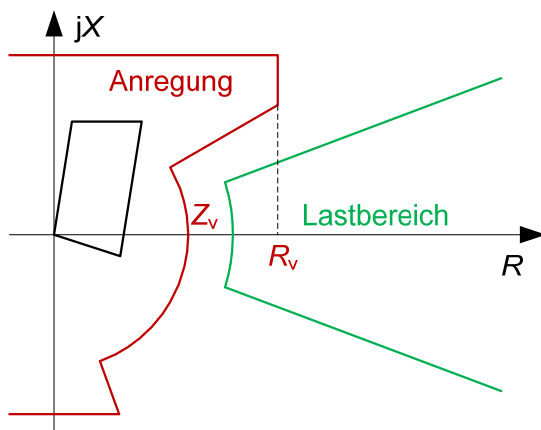


Abbildung 2-64: Anregekennlinie der Unterimpedanz-Anregung und Lastbereich

Durch zunehmende Auslastung der Übertragungs- und Verteilnetzleitungen steigt die übertragene Leistung an. Die gemessene scheinbare Impedanz erreicht immer kleinere Werte. Um eine Anregung sicher zu vermeiden sind Anpassungen im Bereich der Lastausblendung notwendig. Die notwendigen kleinen Resistanzwerte Z_v nähern sich den erwartenden Kurzschlussimpedanzen an.

Anpassung der Lastausblendung

Ein Ausweg biete die adaptive Anpassung der Lastausblendung. Je nach Netztopologie und Lastfluss erfolgt von der Netzleitstelle über Kommunikation (z. B.

IEC 61850) die Anforderung einer Parametersatzumschaltung im Schutzgerät bzw. einer direkten Parameteränderung (Resistanzwert). Insbesondere bei Kommunikationsstörungen, Schutzgeräteneustarts, fehlerhaften Werten, etc. müssen definierte Zustände im Schutzgerät und in der Leittechnik vorherrschen und ungewollte Abschaltungen zu verhindern.

Dynamische Leitungskenndatenbestimmung (DLR)

Die Leistungsfähigkeit einer Freileitung wird üblicherweise ermittelt, indem konservative meteorologische Konstanten in international geltenden Standardformeln zur Berechnung von Sommer- und Winterleistungen angewendet werden [1][2]. Die tatsächliche Strombelastbarkeit ist jedoch nicht konstant; sie variiert mit den Wetterbedingungen z. B. Windgeschwindigkeit und -richtung, Umgebungstemperatur und Sonneneinstrahlung, die zur Erwärmung bzw. Abkühlung der Freileitung beitragen.

Durch Auswertung der lokalen Wetterbedingungen (z. B. Echtzeit-Messungen lokaler Wettersensoren über Messumformereingänge) in speziellen Schutzeinrichtungen ist die Berechnung der Strombelastbarkeit der Leitung und Vergleich mit dem gemessenen Leitungsstrom möglich. Dadurch kann die Freileitung stärker ausgelastet bzw. bei Überschreitung von eingestellten Schwellen Alarmen zur Drosselung der Einspeisung an die Leittechnik gesendet werden. Erfolgt die Auswertung der Wetterdaten zentral (z. B. in der Netzleittechnik) können mehrere Messorte entlang einer Freileitung oder in einem Netzgebiet für das Leitungsmonitoring herangezogen werden [3].

Je nach Umgebungsbedingungen können höhere Betriebsströme zugelassen werden. Eine kostenintensive Netzerweiterung (z. B. Neubau von Freileitungen) kann vermieden werden.

2.7.5 Spannungseinkopplung während einer einpoliger AWE (Secondary Arc)

In den folgenden beiden Bildern soll das Phänomen erläutert werden. Der Lichtbogen wird bei einpoliger automatischer Wiedereinschaltung (siehe Bild 2-65) kapazitiv von den beiden noch unter Spannung stehenden Phasen weiter gespeist (Secondary Arc). Ist der Lichtbogen verloschen, ergibt sich Bild 2-66.

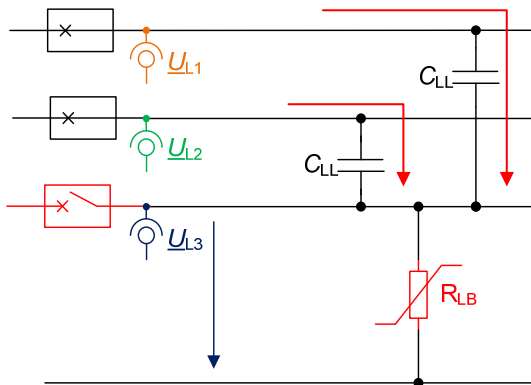


Abbildung 2-65: Ersatzschaltbild für einpolige AWE-Pause mit Secondary Arc in L3

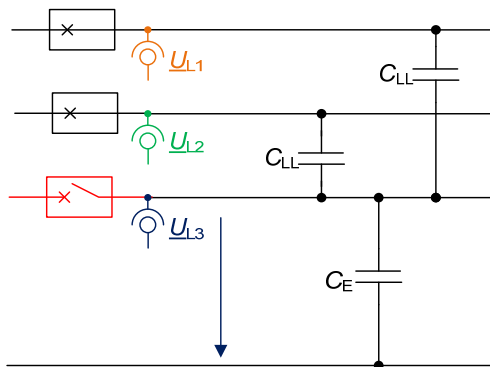


Abbildung 2-66: Ersatzschaltbild für einpolige AWE-Pause ohne Secondary Arc in L3

Ziel ist es durch Messung und Bewertung der Spannung im abgeschalteten Leiter während der AWE Pause die Existenz eines Secondary Arc zu erkennen und daraufhin einen Wiedereinschaltbefehl zuzulassen oder zu blockieren.

Grundsätzliche Arbeitsweise der Detektion des Secondary Arcs

Durch die Bewertung der Spannung des abgeschalteten Leiters kann erkannt werden, ob ein kapazitiv gespeister Lichtbogen in der AWE-Pause weiter existierte.

Vorgehensweise:

- 1) Berechnung des Grundschwingungseffektivwertes U_1 der Spannung des abgeschalteten Leiters
- 2) Berechnung des Oberschwingungseffektivwertes D der Spannung des abgeschalteten Leiters

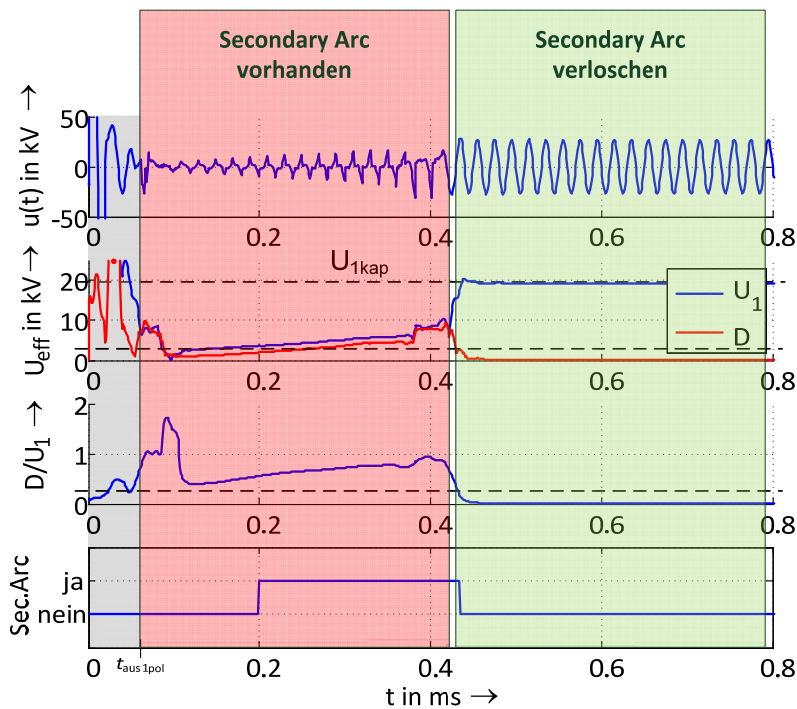


Abbildung 2-67: Gemessene Zeitverläufe der Spannung auf dem abgeschalteten Leiter während einer AWE-Pause mit und ohne Secondary Arc und daraus abgeleitete Größen

Bei hohem Oberschwingungsanteil und geringer Grundschwingungsspannung wird ein Secondary Arc erkannt. Bei hohem Grundschwingungsanteil und geringem Oberschwingungsanteil ist der Secondary Arc verloschen.

Sollten der Grundschwingungs- und der Oberschwingungsanteil gering sein, wird auf metallischen Kurzschluss erkannt.

Lösung 1: Ausgeführte Realisierungen – offline Auswertung mit Einschaltempfehlung

Das vorgestellte Verfahren wird offline nach einer erfolglosen AWE angewendet, um eine evtl. manuelle Einschaltempfehlung zu generieren. Sollte bei der Auswertung des Störfalls erkannt werden, dass ein Secondary Arc in der AWE Pause nicht erloschen ist, wird eine manuelle Einschaltempfehlung gegeben. Das Verfahren wird derzeit bereits erfolgreich eingesetzt.

Lösung 2: Mögliche Realisierungen – Adaption des AWE-Zyklus

Bei einer online Auswertung der Spannung während der AWE-Pause, können direkt auf die Pausenzeit und den Verlauf des AWE-Zyklus Einfluss genommen werden:

- Wird kein Secondary Arc erkannt und eine ausreichend hohe kapazitiv eingekoppelte Spannung gemessen, kann von einer erfolgreichen AWE ausgegangen werden und ein Einschaltbefehl erfolgen. Die Pausenzeit könnte dadurch verkürzt werden.
- Wird ein Secondary Arc erkannt, kann gewartet werden, ob dieser von selbst verlischt und anschließend ein Wiedereinschaltbefehl erteilt werden
- Wird ein Secondary Arc erkannt, kann die 1-polige AWE auf eine 3-polige AWE erweitert werden. Dies führt i.d.R. zum Verlöschen des Secondary Arc.

Eine online Auswertung sowie die Möglichkeit der Adaption des AWE-Zyklus erfolgt derzeit noch nicht.

Lösung 3: Hybridleitungen

Bei reinen Kabelstrecken existiert, aufgrund der einzeln geschirmten Kabel, keine kapazitive Verkopplung der Leiter. Der kapazitiv gespeiste Lichtbogen (secondary arc) wird dort bei einpoliger Abschaltung nicht auftreten.

Bei gemischten Übertragungsstrecken (Übertragungsstrecken mit Freileitungs- und Kabelanteilen) erweitert sich die Problemstellung der kapazitiven Spannungseinkopplung auch in die Kabelstrecke. Die kapazitive Verkopplung im Freileitungsanteil führt zu einer Spannungseinkopplung, welche auch im Kabelanteil messbar ist. Ein kapazitiv gespeister Lichtbogen (secondary arc) wäre auch im Kabelanteil bei Kabelfehler denkbar.

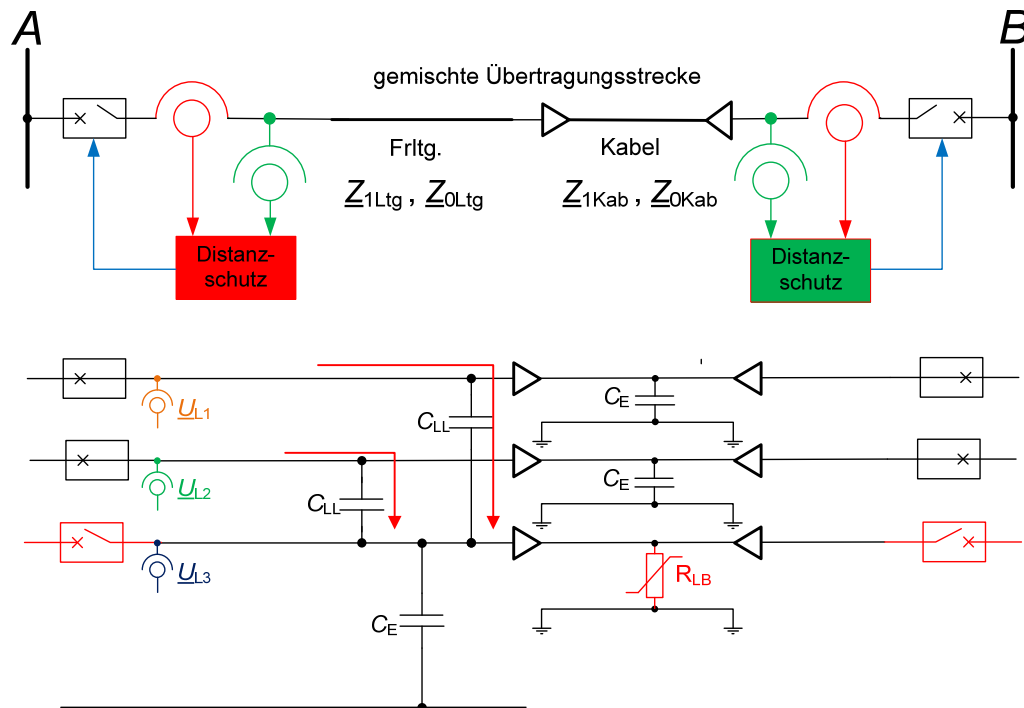


Abbildung 2-68: Ersatzschaltbild für einpolige AWE-Pause mit Secondary Arc in L3 auf Hybridleitungen

Referenzen

- [1] CIGRE WG 22.12: Thermal behaviour of overhead conductors, Broschüre 207, August 2002
- [2] IEEE Standard 738: Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors, 2006
- [3] F. Glinka et al.: Veränderte Rahmenbedingungen für Betriebsmittel des Netzschutzes in zukünftigen Verteilungsnetzen, Albert-Keil-Kontaktseminar 2015, Karlsruhe

3 Empfehlungen Schutztechnik

Nach detaillierter Betrachtung der einzelnen Herausforderungen und Lösungskonzepte in Kapitel 2 werden folgende Empfehlungen ausgesprochen. Diese sind für den Leser im Kontext der individuellen Randbedingungen zu bewerten:

- Einsatz von gerichteten Schutzfunktionen im Mittelspannungsnetz (bspw. Distanzschutzeinrichtung)
- Ergänzen der rückwärtigen Verriegelung mit Richtungsinformation
- Untersuchen von Auswirkungen des Netzausbaus auf die Anregezuverlässigkeit der Schutzsysteme in Hoch- und Mittelspannung
- Sicherstellen des Reserveschutzes ggf. durch Aufbau örtlichen Reserve- und Leistungsschaltersversagerschutz
- Monitoring der begrenzenden Wirkung winkelabhängiger Anregeverfahren auf Blindleistungsflüsse
- Erstellen von praxisnahen Modellen der dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) für transiente, dynamische und quasistationäre Kurzschlussberechnungen
- Erweitern der gängigen Zeitstaffelschutz-Konzepte (UMZ, Distanzschutz) um Vergleichsschutz (Signalvergleich, Leitungsdifferenzialschutz)
- Berücksichtigen der dezentraler Einspeiser (DEA) bei vorhandenen Vergleichsschutz-Topologien durch Anpassen der Schutzparameter und ggf. Integration in die Schutzstrecke
- Zuverlässiges Erkennen einer Netzinsel und Berücksichtigung/Reduktion der nicht detektierbaren Zone des Systemschutzes (U, f, QU)
- Erkennung und ggf. Behandlung von intermittierenden Erdfehlern aufgrund fortschreitender Verkabelung
- Wahl einer kleinen Verstimmung im erdschlusskompensierten Netzen. Grund: Der steigende kapazitive Erdschlussstrom führt zu größeren Wirkströmen über die Fehlerstelle.
- Abwägen von Umstellung der Sternpunktterdung großer Netze gegenüber alternativen Lösungsansätzen unter Berücksichtigung individueller Randbedingungen
- Untersuchen des transienten Verhaltens von DEA mit Frequenzumrichtern und dessen Auswirkung auf die Schutzgeräte

- Überprüfen des Verhaltens von Frequenzschutz bei anteilig starken Oberschwingungen in den Spannungen



VDE

VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Stresemannallee 15
60596 Frankfurt am Main
Telefon: 069 6308-0
E-Mail: service@vde.com
Internet: <http://www.vde.com>