

Auswirkungen von vermehrtem Einsatz von Kabeln in gelöscht betriebenen 110-kV- Freileitungsnetzen

Im Auftrag von Österreichs Energie

Projekt Nr.: 2019-34
Januar 2020



ELEKTRISCHE
ANLAGEN & NETZE
TU GRAZ

TU Graz
Institut für Elektrische Anlagen und Netze
Inffeldgasse 18/I
8010 Graz
Austria

Institutsvorstand
Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr. Robert Schürhuber

Projektleiter
Em. Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. Lothar Fickert

Januar 2020

INHALTSVERZEICHNIS

1	Veranlassung der Untersuchungen	7
1.1	Ausgangslage	7
1.2	Themen und Ausarbeitungstiefe	7
2	Normative Situation betr. der Personensicherheit im einpoligen Fehlerfall	8
2.1	Allgemeines	8
2.2	IEC: TECHNICAL SPECIFICATION TS 60479.....	8
2.3	OVE EN 60909 (Normenreihe)	8
2.4	ÖVE/ÖNORM EN 50522.....	9
2.5	ÖVE/ÖNORM EN 50341.....	9
2.6	ÖVE-B 1/1976.....	10
3	Bedeutung der „Löschgrenze“ (maximaler Löschstrom) in Netzbetrieb und Ausbauplanung	12
3.1	Begriffsdefinitionen	12
3.2	Löschgrenze - physikalische Bedeutung	12
3.3	Löschgrenze in der Normung.....	12
3.4	Löschgrenze im Netzbetrieb	12
3.5	Löschgrenze in der Netzplanung	13
3.5.1	Personensicherheit	13
3.5.2	Versorgungsqualität.....	13
3.5.3	Schutztechnik	13
4	Grundgedanken zur maximalen, durch den Löschstrom bedingten Gruppengröße.....	14
4.1	Begriffsdefinitionen	14
4.2	Bedeutung der Sternpunktbehandlung für den einpoligen Isolationsverlust (Leiter-Erde-Fehler).....	14
4.3	Netzbetriebs-Strategie zur Behandlung einpoliger Fehler	15
4.4	Der Erdschlussreststrom und seine Komponenten.....	16
4.4.1	Erdschlussreststrom	16
4.4.2	Komponenten des Erdschlussreststroms.....	18
4.5	Auswirkung der Erdschlussreststrom-Reduktions-Strategie auf die Fehlerortung	20
4.6	Maximale, durch den Löschstrom bedingte Gruppengröße	20
4.7	Weitere Aspekte	21
5	Notwendigkeit der Errichtung von zusätzlichen Einspeisestellen des übergeordneten Netzes.....	22

5.1	Grundsätzliche Anforderungen an eine Netzgruppe	22
5.2	Errichtung von zusätzlichen Einspeisestellen vs. Verstärkung bestehender Einspeisungen	23
6	Betriebliche Redundanzfragen der Anzahl der Erdschlusskompensationsspulen.....	25
6.1	Aufgabe der Erdschlusskompensationsspulen im Netzbetrieb	25
6.2	Allgemeine Redundanzbetrachtungen in elektrischen Übertragungsnetzen.....	25
6.3	Anwendung einer Risikobetrachtung auf die Redundanzfrage der Anzahl der Erdschlusskompensationsspulen	26
7	Bauart der Erdschlusskompensationsspulen	28
7.1	Aufgabe der Erdschlusskompensationsspulen	28
7.2	Ausführungsformen von Erdschlusskompensationsspulen.....	28
7.2.1	Mechanischer Aufbau - Fixspulen mit Anzapfungen.....	28
7.2.2	Mechanischer Aufbau - Regelspulen	29
7.2.3	Einbau- und Anschlussanforderungen der Erdschlusskompensationsspulen	29
7.3	Zusatzkomponenten für Erdschlusskompensationsspulen	30
7.3.1	Erdschlusskompensationsregler	30
7.3.2	Widerstand zur Wattreststromerhöhung	31
7.3.3	Elektronisch geregelte Zusatz-Stromeinspeisungen.....	31
7.3.4	Überspannungsableiter.....	31
8	Lebensdauer von Kabeln (VPE) und Fragen der Erneuerung von Kabelstrecken	32
8.1	Allgemeines	32
8.2	Alterungsmechanismen	32
8.3	Bedeutung des Kabelaufbaus für die Lebensdauer	32
8.4	Bedeutung der Verlegung für die Lebensdauer	33
8.4.1	Lebensdauereinflüsse durch die Verlegung.....	33
8.4.2	Lebensdauereinflüsse durch Mantelfehler und Gegenmaßnahmen	34
8.5	Bedeutung des Kabelbetriebes für die Lebensdauer	34
8.5.1	Übertemperatur.....	34
8.5.2	Überspannungen	35
8.5.3	Eindringen von Wasser.....	35
8.5.4	Trasseninspektion.....	35
8.6	Offizielle Festlegungen und vertragliche Regelungen betreffend der Lebensdauer.....	35
8.7	Bisherige Erfahrungen	36
9	Aufrechterhaltung der bisher durch 2-systemige Freileitungen gegebenen (n-1)-Sicherheit durch mehrsystemige Kabel-Verbindungen	37
9.1	Erweiterte Redundanzbetrachtung für Anspeisungen großer Verbraucherkollektive.....	37

9.2	Anwendung der erweiterten Redundanzbetrachtung auf Freileitungs- bzw. -Kabelverbindungen	38
9.3	Dauer des kritischen Fehlerzustandes beim Fehlerfall „rückwärtiger Überschlag“ bzw. Mastumbruch	38
9.4	Dauer des kritischen Fehlerzustandes beim Fehlerfall „erdschlussbedingter Isolationsverlust“	39
9.4.1	Freileitungsnetze	39
9.4.2	Kabelnetze.....	39
9.5	Restrisiko einer Versorgungsunterbrechung bei Doppel- / Mehrfachfehlern.....	39
10 Erfordernis und technische Konzeption der Einbindung von Trenntransformatoren		41
10.1	Begriffsdefinition	41
10.2	Grundsätzliche Anforderung an Trenntransformatoren.....	41
10.3	Grundsätzliche Anforderungen an den Netzabschnitt: Trenntransformator – Kabelleitung - Trenntransformator	42
11 Erfordernis und technische Konzeption von Blindstromkompensation (Drosseln)		43
12 Querschnittsänderung und Systemlängen-zunahme (Trassenlängenzunahme).....		45
12.1	Querschnittsänderung	45
12.2	Systemlängenzunahme (Trassenlängenzunahme).....	46
13 Änderung der elektromagnetischen Felder bei Verkabelung 47		
13.1	Allgemeines	47
13.2	Elektrische Felder	47
13.3	Magnetische Felder	47
14 Auffinden von Kabel- oder Muffenfehlern.....		49
15 Störungsbehebung: Auffinden von Kabel- oder Muffenfehlern / Zeit bis zur Inbetriebnahme		50
15.1	Allgemeines	50
15.2	Phase 1 der Störungsbehebung: Abschnittsortung und Abschaltung	50
15.3	Phase 2 der Störungsbehebung: Vorortung und anschließende Punktortung (Pinpointing)	50
15.3.1	Verlegung in Erde / Verlegung im Trog.....	50
15.3.2	Verlegung im Rohr.....	51
15.4	Phase 3 der Störungsbehebung: Freilegung der Fehlerstelle und Herstellung eines gesicherten Arbeitsbereiches	51
15.5	Phase 4 der Störungsbehebung: Einbau der Muffen	52
15.6	Phase 5 der Störungsbehebung: Überprüfung und Endabnahme	53
15.7	Zusammenfassung	53

16 Lagerhaltung.....	55
16.1 Allgemeines	55
16.2 Bestimmung des Lagerumfangs	55
17 Maximale nicht kompensierte Kabelstrecke aus Sicht der Anforderung betreffend Abschaltung der Verbindung.....	57
18 Anforderung an Leistungsschalter hinsichtlich des Schaltens von leerlaufenden Kabelstrecken	58
19 Anforderungen an die Spannungswandler durch die Entladung von Kabelstrecken über die Spannungswandler .	59
19.1 Aufgaben von Spannungswandlern	59
19.2 Bauformen von Spannungswandlern und deren Funktionalitäten.....	59
19.3 Problem der „trapped DC charges“	59
20 Optionen der Sternpunktbehandlung der 110-kV-Netze gemäß dem Stand der Technik (Kurzbeschreibung der Optionen, Argumentation, Konsequenzen, Auswirkung auf den Kunden)	61
20.1 Allgemeines	61
20.2 Niederohmige („starre“) Sternpunkterdung	61
20.2.1 Kurzbeschreibung der Option	61
20.2.2 Argumentation	62
20.2.3 Konsequenzen.....	62
20.2.4 Auswirkung auf den Kunden	63
20.3 Niederohmige („strombegrenzende“) Sternpunkterdung	63
20.3.1 Kurzbeschreibung der Option	63
20.3.2 Argumentation	64
20.3.3 Konsequenzen.....	64
20.3.4 Auswirkung auf den Kunden	64

1 Veranlassung der Untersuchungen

1.1 Ausgangslage

Durch die zunehmende Elektrifizierung unserer Gesellschaft, aus Gründen des altersbedingten Austausches sowie der Notwendigkeit der Einbindung stark ansteigender dezentraler Energieerzeugung sind die österreichischen 110-kV-Netze auszubauen. Für diesen Aufbau dieser Leitungsverbindungen stehen momentan grundsätzlich zwei Technologien zur Verfügung: Freileitungen und Kabel.

Als Vorbereitung und Grundlage für diesbezügliche Diskussionen wurde das Institut für Elektrische Anlagen und Netze der Technischen Universität Graz mit Schreiben vom 28. November 2019 beauftragt, Grundsatzüberlegungen als Basis für ein später nachfolgendes Detail-Engineering und entsprechende Kostenabschätzungen auszuarbeiten.

1.2 Themen und Ausarbeitungstiefe

Zur Fokussierung und als Basis der wissenschaftlichen Ausarbeitung werden die Themen in folgenden zwei Blöcken analysiert:

Teil 1: Grundsatzüberlegungen

Teil 2: weiterführende Analysen

Wegen der im Detail gegebenen Unterschiedlichkeit der in Österreich betriebenen 110-kV-Netze wurde in der Besprechung vom 14. Oktober 2019 festgehalten und am 09. Dezember 2019 noch einmal bestätigt, dass diese Grundsatzuntersuchungen ein Detailengineering für konkrete Ausbaupläne der einzelnen Netzbetreiber nicht ersetzen können und auch nicht als konkrete Handlungsempfehlung zu verstehen sind. Dazu sind Betrachtungen im Einzelnen erforderlich.

Es wird bei den Betrachtungen auf den Stand der Technik und die derzeit in Österreich gültigen Rechtsvorschriften abgestellt.

Es werden nur 110-kV-Netze mit einer Nennfrequenz von 50 Hz betrachtet.

2 Normative Situation betr. der Personensicherheit im einpoligen Fehlerfall

2.1 Allgemeines

Beim einpoligen Fehler kommt es im Allgemeinen in der näheren, aber auch weiteren Umgebung der Fehlerstelle zufolge des Ohm'schen Gesetzes zu unerwünschten und fallweise gefährlichen Spannungen. Wenn Menschen diese Spannungen mit ihrem Körper überbrücken, tritt ein Stromfluss über den Menschen mit fallweise lebensbedrohenden Folgen auf: Bereits bei kleineren Stromstärken kann ein Herzkammerflimmern mit Todesfolge auftreten, bei großen Stromstärken kommt es zusätzlich zu Verbrennungen an den Kontaktstellen.

Die folgenden Betrachtungen beziehen sich auf den einpoligen Fehlerfall in 110-kV-Netzen mit Erdschlusskompensation. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf den in Österreich anzuwendenden Normen in der jeweiligen zum heutigen Zeitpunkt (März 2020) geltenden Fassung.

Dies sind im Wesentlichen gemäß der im österreichischen Bundesrecht verankerten Elektrotechnikverordnung (ETV) i.d.g.F., d. h. dem Ausgabejahr 2002, ÖVE/ÖNORM E 8383:2000-03-01 die „Starkstromanlagen mit Nennwechselspannung über 1 kV“. Diese Norm stellt die nationale Umsetzung des mittlerweile zurückgezogenen Harmonisierungsdokumentes HD 637 S1:1999 „Power installations exceeding 1 kV a.c.“ dar.

Zusammen mit ÖVE/ÖNORM EN 61936-1:2015 01 01 „Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV - Teil 1: Allgemeine Bestimmungen“ ersetzt die speziell auf Erdungsfragen bezugnehmende ÖVE/ÖNORM EN 50522: 2011-12-01 „Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV“ dieses Harmonisierungsdokument HD 637 S1:1999.

Für Freileitungen über AC 45 kV wird in der ETV auf die ÖVE/ÖNORM EN 50341:2002-09-01¹ sowie das Korrigendum ÖVE/ÖNORM EN 50341/AC1:2007-01-01 verwiesen.

2.2 IEC: TECHNICAL SPECIFICATION TS 60479

Die grundsätzlichen physiologischen Zusammenhänge sind u.a. in der

- TECHNICAL SPECIFICATION TS 60479 – “Effects of current on human beings and livestock”

beschrieben. Die IEC 60479-Reihe enthält Informationen über Körperimpedanzen und Körperstromgrenzwerte für verschiedene physiologische Wirkungen. Diese Informationen können kombiniert werden, um Abschätzungen von Berührungsgrenzwerten für bestimmte Körperstromwege, Kontaktfeuchtigkeitsbedingungen und Hautkontaktbereiche abzuleiten.

2.3 OVE EN 60909 (Normenreihe)

Die Berechnung von mehrpoligen Fehlerströmen ist in der Normenreihe OVE EN 60909 – „Kurzschlussströme in Drehstromnetzen“

¹ Ebenso wird dem Vernehmen nach eine neue Ausgabe dieser Norm „in Kürze“ erscheinen.

mit den derzeitigen Dokumenten:

- OVE EN 60909-0/AC:2019 03 01 „Kurzschlussströme in Drehstromnetzen - Teil 0: Berechnung der Ströme (Berichtigung)“
- OVE/ÖNORM EN 60909-3:2014 07 01 „Kurzschlussströme in Drehstromnetzen - Teil 3: Ströme bei Doppelerdkurzschluss und Teilkurzschlussströme über Erde“

enthalten.

In dieser Norm ist ein Kurzschluss als zufällige oder beabsichtigte leitfähige Verbindung zwischen zwei oder mehr leitfähigen Teilen definiert.

Erdkurzschlüsse und Ströme bei zwei separaten gleichzeitigen Erdkurzschlüssen (Doppelerdkurzschluss) in einem Netz mit Erdschlusskompensation werden in der OVE/ÖNORM EN 60909-3:2014 07 01 behandelt.

Ein "Erdschluss" (Verbindung zwischen einem leitfähigen Teil und Erde bei der Sternpunkts-Behandlungsmethode Erdschlusskompensation) liegt außerhalb des Anwendungsbereichs der OVE EN 60909-0/AC:2019 03 01.

2.4 ÖVE/ÖNORM EN 50522

Hinsichtlich der Gültigkeit wird auf Abschnitt 2.1 verwiesen. Da die grundsätzlichen Anforderungen für die Auslegung von Erdungsanlagen der ÖVE/ÖNORM EN 50522:2011-12-01 aus der ÖVE/ÖNORM E 8383:2000-03-01 übernommen wurden, wird diese Norm bevorzugt zitiert. Deziert wird darauf hingewiesen, dass derzeit noch die ÖVE/ÖNORM E 8383:2000-03-01 gültig und verbindlich ist.

Speziell für die Auslegung von Erdungsanlagen, die nicht Teil eines globalen Erdungssystems sind, im Hinblick auf zulässige Berührungsspannung durch Überprüfung der Erdungsspannung oder der Berührungsspannung ist die

- ÖVE/ÖNORM EN 50522:2011-12-01 – „Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV“

heranzuziehen.

Diese europäische Norm ist für 110-kV-Netze zur Festlegung von Anforderungen für die Projektierung und Errichtung von Erdungsanlagen anwendbar, um damit eine sichere und störungsfreie Funktion im bestimmungsgemäßen Betrieb sicherzustellen.

Diese Norm ist anwendbar auf (Auswahl)

- Schalt- und Umspannanlagen
- eine (oder mehrere) Stromerzeugungsanlage(n) an einem räumlich begrenzten Ort
- das elektrische Netz einer Fabrik, Industrieanlage oder anderer industrieller, landwirtschaftlicher, gewerblicher oder öffentlicher Räumlichkeiten.

Bemerkung: In dieser für die Personensicherheit maßgeblichen Norm kommt der Begriff der „Löschgrenze“ nicht vor.

2.5 ÖVE/ÖNORM EN 50341

Speziell für die der Auslegung von Erdungsanlagen von Freileitungen ist die

- ÖVE/ÖNORM EN 50341/AC1:2007 01 01 – „Freileitungen über AC 45 kV“

heranzuziehen.

Diese Norm gilt für elektrische Freileitungen mit Nennspannungen über AC 45 kV und Nennfrequenzen unter 100 Hz. Sie legt die allgemeinen Anforderungen fest, die bei der Planung und Errichtung neuer Freileitungen erfüllt werden müssen, um sicherzustellen, dass die Freileitung ihren Zweck in Bezug auf Personensicherheit, Instandhaltung, Betrieb und Umweltfragen erfüllt.

Bemerkung 1: In dieser für die Personensicherheit maßgeblichen Norm kommt der Begriff der „Löschgrenze“ nicht vor.

Bemerkung 2: Die in dieser Norm angegebene Kurve für die zulässige Berührungsspannung- deckt sich im Wesentlichen mit der in der ÖVE/ÖNORM EN 50522:2011-12-01 angegebenen Kurve.

2.6 ÖVE-B 1/1976

Diese Norm regelt die

- Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Wechselstromanlagen mit Nennspannungen über 1 kV

Hier wird hinsichtlich der Induktiven Beeinflussung *in Kap 22.4 festgelegt: Die induktive Beeinflussung ist ... unter Berücksichtigung der Art der Wechselstrom- bzw. Fernmeldeanlagen in folgenden Fällen zu untersuchen:*

...

(6) bei Doppelerdschluß eines Netzes mit ... Erdschlußkompensation, wenn der ... Erdschlußreststrom in Abhängigkeit von der Nennspannung des Netzes den in Tab. 22-2 festgelegten Wert überschreitet.

In der besagten Tabelle ist in der Überschrift die „Löschgrenze“ explizit erwähnt. Diese Stelle ist die einzige Erwähnung der Löschgrenze in einer gültigen Norm. Hierbei wird für den Erdschlussreststrom (Erdfehlerstrom²) für Netze mit einer Nennspannung von 110 kV ein Strom in Höhe von 132 A angegeben. Bezüglich der Bestimmung dieses Grenzwertes wird in derselben Tabelle folgende (einschränkende) Festlegung getroffen: **maßgebend ist die Grundwelle.**

Somit ist für die Beeinflussung von Fernmeldeanlagen nur der 50-Hz- Stromanteil anzusetzen, welcher sich aus der Dämpfung und der Verstimmung ergibt. Gemäß Kapitel 4 („Grundgedanken zur maximalen, durch den Löschkstrom bedingten Gruppengröße“), Formel (3.11) ergibt sich gemäß ÖVE-B 1/1976 hinsichtlich des für die induktive Beeinflussung zu berücksichtigenden Erdschlussreststromes:

$$\sqrt{(v^2 + d^2)I_{CE}^2} < 132 \text{ A} \quad (2.1)$$

Welche Werte im konkreten Fall für ein bestimmtes Netz für

v ... Verstimmung (mittels Erdschlusskompensationsregler eingestellt)

d bzw. $d \cdot I_{CE}$... Dämpfungs-(Wattrest-)strom

heranzuziehen sind, ist vom jeweiligen Netzbetreiber festzulegen und zu vertreten.

Gemäß der österreichischen Normenlage ist die Berücksichtigung der induktiven Beeinflussung **nicht unbedingt zwingend**, denn in der ÖVE-B 1/1976 wird dazu dezidiert festgehalten: *Diese Festlegung schließt nicht aus, daß*

² In dieser Ausarbeitung wird der in mit Erdschlusskompensation betriebenen Netzen im einpoligen Fehlerfall auftretende Fehlerstrom als „Erdschlussreststrom, I_{Rest} “ bezeichnet. In den gültigen Normen heißt er „Erdfehlerstrom, I_F “ und ist derjenige Strom, der vom Betriebsstromkreis zur Erde oder zu geerdeten Teilen an der Fehlerstelle (Ort des Erdfehlers) fließt (ÖVE/ÖNORM EN 50522).

in Einzelfällen höhere Werte [ergänzt: als 132 A] zugelassen werden können, wenn die Löschfähigkeit des Netzes nachgewiesen wird.

Dieser Zusatz bedeutet, dass - solange die Löschfähigkeit des Netzes, zum Beispiel durch Netzmonitoring nachgewiesen ist - die in der österreichischen Norm ÖVE-B 1/1976 vorgeschriebene Untersuchung der induktiven Beeinflussung der Wechselstrom Fernmeldeanlagen entfallen kann.

3 Bedeutung der „Löschgrenze“ (maximaler Löschstrom) in Netzbetrieb und Ausbauplanung

3.1 Begriffsdefinitionen

Löschung / Löschstrom

Unter Löschung versteht man die Reduktion des kapazitiven Erdschlussstroms auf den Erdschlussreststrom mit dem Ziel, in Freileitungsnetzen frei brennende Lichtbögen zum Abreißen („Löschen“) zu bringen. Das setzt u.a. einen geringen Erdschlussreststrom voraus, der dann mit Löschstrom bezeichnet wird.

Eine weitere Komponente sind die Oberschwingungs-Reststromanteile, welche technisch schwerer zu beeinflussen sind und deren Unterdrückung nicht Stand der Technik ist.

3.2 Löschgrenze - physikalische Bedeutung

Als Löschgrenze wird der maximale Stromwert bezeichnet, bei welchem man ein selbsttätiges Verlöschen eines frei brennenden Lichtbogens erwartet.

Bemerkung: Bei Erdschlüssen, die durch z.B.

- Kontakt eines Freileitungsseiles mit einem leitfähigen Körper (Kran, Baum, Erdboden, ...)
- Isolationsverlust in einem Kabel
- Isolationsverlust in einem Transformator usw.

entstehen, kann aus physikalischen Gründen kein dauerhafter Stromabriss erfolgen.

3.3 Löschgrenze in der Normung

Die Bedeutung der in Regulatorien beschriebenen Löschgrenze erstreckt sich ausschließlich auf Fragen der Interoperabilität von Energie- und Telekommunikationsnetzen und nimmt auf die physikalische Löschkfähigkeit keinen Bezug. Die entsprechende ÖNORM ÖVE-B 1/1976 („Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Wechselstromanlagen mit Nennspannungen über 1 kV“) und ihre Bedeutung hinsichtlich der „Löschgrenze“ ist in Kapitel 2 (\"Normative Situation betr. der Personensicherheit im einpoligen Fehlerfall“) abgehandelt.

Bemerkung: In den in diesem Zusammenhang für die Personensicherheit maßgeblichen Normen

ÖVE/ÖNORM EN 50522:2011-12-01 – „Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV“

ÖVE/ÖNORM EN 50341/AC1:2007 01 01 – „Freileitungen über AC 45 kV“

kommt der Begriff der „Löschgrenze“ nicht vor.

3.4 Löschgrenze im Netzbetrieb

Es ist eine Tatsache, dass die häufigste Fehlerart in Freileitungsnetzen der einpolige Fehler in Form eines frei in

Luft brennenden Lichtbogens ist.

Wenn diese Netze gut kompensiert betrieben werden, kann man davon ausgehen, dass diese Lichtbögen innerhalb weniger Sekunden selbsttätig verlöschen. Somit sind keine – zeitaufwändigen und möglicherweise nicht sofort zielführenden Eingriffe seitens des Schaltpersonals erforderlich, um den fehlerfreien Isolationszustand des Netzes wiederherzustellen.

3.5 Löschgrenze in der Netzplanung

Wie gezeigt, erhöht die verlässliche Löschung die Sicherheit und die Qualität der elektrischen Energieversorgung und ist daher eine Aufgabe einer verantwortungsvollen Netzplanung.

3.5.1 Personensicherheit

Ein unabdingbarer Planungsaspekt für die sichere elektrische Energieversorgung ist die Personensicherheit. Sie beruht – wegen der Verpflichtung zu unverzüglichen Maßnahmen - im Fehlerfall hauptsächlich auf den Faktoren

- Entsprechende ausgelegte Erdungsanlagen und Maßnahmen zur Reduktion von Berührungs- und Schrittspannungen im Einflussbereich von geerdeten Anlagenteilen
- Schutztechnik.

3.5.2 Versorgungsqualität

Da die sichere elektrische Energieversorgung im Sinne der Vorsorgungskontinuität hauptsächlich auf den Faktoren

- Netzplanung
- Schutztechnik
- Schaldienst
- Instandhaltung

beruht, liegt das Augenmerk auf

- einem selbsttätigen Verlöschen der Lichtbögen in Freileitungsnetzen, aber auch auf
- einer zusammen mit der Netzplanung verlässlichkeitsorientierten Auslegung der Schutzeinrichtungen.

Denn erst durch diese ist sichergestellt, dass nicht selbsttätig verschwindende Isolationsfehler ehestmöglich beseitigt werden.

3.5.3 Schutztechnik

Für die Schutztechnik stellt die Forderung nach kleinen Fehlerströmen eine Herausforderung dar, da die am häufigsten verwendeten Nutzsignale (Ströme und Spannungen im Nullsystem) ~~dadurch~~ wegen der kleinen Nullsystem-Messgrößen schlecht konditioniert sind.

Die daraus resultierenden Aufgaben sind

- für stationäre Ortungsverfahren unter Heranziehung der Methode der symmetrischen Komponenten für die Grundschiwingung oder sowie ausgewählte Oberschwingungen bzw.
- für dynamische Ortungsverfahren durch Berechnung der subtransienten Netzdynamik bei Fehlereintritt

bei Kenntnis der Randbedingungen grundsätzlich stets lösbar. Hier ist ein fachkundiges Erdschluss-Engineering erforderlich.

4 Grundgedanken zur maximalen, durch den Löschstrom bedingten Gruppengröße

4.1 Begriffsdefinitionen

Netzgruppe

Unter Netzgruppe versteht man die je nach Anwendungszweck unter verschiedenen Gesichtspunkten zusammengefassten Netzelemente, welche miteinander galvanisch wirksam verbunden sind. Für „Netzgruppe“ werden auch weitere mögliche Begriffe wie „Netzbereich“ / „Teilnetz“ / „Netzbereich/Teilnetz mit Übergabe an das Übertragungsnetz verwendet.

Löschung / Löschstrom

Unter Löschung versteht man die Methode der Fehlerstromreduktion im Falle eines einpoligen (Leiter-Erde-) Fehlers bei der Sternpunktbehandlung „Erdschlusskompensation“ („Löschung“). Durch den Einbau von Erdschlusskompensationsspulen³ (Löschspulen, „Petersenspulen“) wird der einpolige Fehlerstrom bis auf den sogenannten **Erdschlussreststrom** stark reduziert. Wenn durch den Energieeintrag zufolge eines sehr kleinen Erdschlussreststroms ein allfälliger, frei brennender Lichtbogen selbstständig erlischt, spricht man von einer erfolgreichen Löschung.

Angewendet auf die Frage nach den Auswirkungen eines vermehrten Einsatzes von Kabeln in mit Erdschlusskompensation („gelöscht“) betriebenen 110-kV-Freileitungsnetzen sind aus physikalischen Gründen die Leiter-Erde-Kapazitäten bedeutsam, wofür zusätzlich zu den Freileitungs- bzw. Kabelstrecken zwischen den einzelnen Umspannwerken inkl. der galvanisch verbundenen Freileitungs- u. Kabelstrecken angrenzender Netze (Stadtwerke, angrenzende VNBs, usw.) auch die Kabelverbindungen innerhalb von Umspannwerken heranzuziehen sind.

4.2 Bedeutung der Sternpunktbehandlung für den einpoligen Isolationsverlust (Leiter-Erde-Fehler)

Neben der Sternpunktbehandlungsform „Erdschlusskompensation“ gibt es für Hoch- und Mittelspannungsnetze auch weitere Formen der Sternpunktbehandlung, wie zum Beispiel die

- kurzzeitige niederohmige Sternpunkterdung (KNOSPE, eine Sonderform der Erdschlusskompensation)
- niederohmige Sternpunkterdung (NOSPE),

bei denen bewusst der einpolige Fehlerstrom erhöht wird, um die Ortungssicherheit zu verbessern bzw. zu

³ In vielen Teilen Europas wird der überwiegende Anteil der Netze gemäß der Methode der Sternpunktbehandlung „Erdschlusskompensation“ betrieben. Unter anderem hat diese Methode für Freileitungsfehler den Vorteil, dass aufgrund der geringen Stromstärke des Erdschlussreststroms, I_{Rest} , ein allfällig frei brennender Lichtbogen zum Verlöschen gebracht wird. Daher bezeichnet man diese Art der Sternpunktbehandlung auch landläufig als „Löschung“ und die dazu erforderlichen Erdschlusskompensationsspulen als „Löschspulen“

gewährleisten. In diesen Sternpunktbehandlungsformen steigen die Gefährdungsspannungen an, was sich aber i.d.R. durch rasche und gezielte Fehlerabschaltungen sowie entsprechende Erdungsanlagen beherrschen lässt. Dies wird in Kapitel 20 „Optionen der Sternpunktbehandlung der 110-kV-Netze (Kurzbeschreibung der Optionen, Argumentation, Konsequenzen, Auswirkung auf den Kunden)“ und im Kapitel „Netzbetriebs-Strategie zur Behandlung einpoliger Netzfehler“ näher beschrieben

Allen folgenden Betrachtungen wird aber die Sternpunktbehandlungsart „Erdschlusskompensation“ bzw. die entsprechende Betriebsweise „Erdschlusslöschung“ in Fortführung der bisher bewährten Strategie zu Grunde gelegt.

4.3 Netzbetriebs-Strategie zur Behandlung einpoliger Fehler

Die Einhaltung der Personensicherheit ist dabei lt. österreichischem Recht (gem. Elektrotechnikgesetz 1992 – ETG 1992; §3) unabdingbar und stets erforderlich. Diese ist nach heutigem Stand der Technik dann gegeben, wenn im Einwirkungsbereich eines Leiter-Erde-Isolationsfehlers der Strom durch eine zwei Punkte leitend verbindende Person unzulässige Grenzwerte nicht überschreitet. Für eine einfachere Handhabung hat man aus diesen Grenzwerten – unter Ergänzung weiterer Annahmen - eine Grenzwertfestlegung für die von einer Person abgreifbare zulässige **Berührungsspannung** U_T (neben allfälligen Schrittspannungen) getroffen.

Aufgrund physiologischer Gegebenheiten von im Erdfehlerfall möglicherweise betroffenen Menschen ist unter Berücksichtigung der statistischen Varianz der biologischen Vulnerabilität die zulässige Berührungsspannung U_T neben anderen Parametern vor allem aber hauptsächlich von der Stromflussdauer abhängig. Dieser Zusammenhang wird in der nachfolgenden Abbildung 4-1 wiedergegeben, welche der Norm ÖVE/ÖNORM EN 50522:2011-12-01 entnommen ist. Dabei geht man aus Sicherheitsgründen bei der möglichen Einwirkungsdauer von der Stromflussdauer t_{Fehler} am Fehlerort aus.

Bemerkung zur Normenlage: Die per Bundesgesetzblatt für verbindlich erklärte Norm ÖVE/ÖNORM E 8383:2000-03-01 ist heranzuziehen. Dort ist der für die Berührungsspannung für Fehlerdauern von mehr als 10 s zulässige Wert von 75 V angegeben. In der ÖVE/ÖNORM EN 50522:2011-12-01 sind jedoch 80 V vermerkt.

Für Freileitungen über 45 kV ist die ÖVE/ÖNORM EN 50341/AC1:2007 01 01 heranzuziehen, welche aber im Wesentlichen die gleichen Anforderungen stellt.

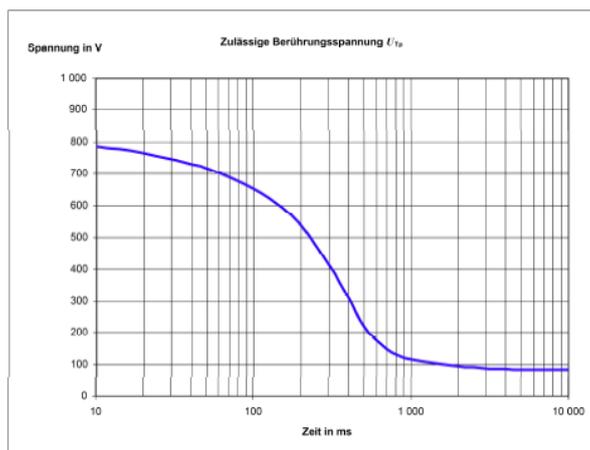


Bild 4 – Zulässige Berührungsspannung

ANMERKUNG Für eine Stromflussdauer beträchtlich länger als 10 s kann als zulässige Berührungsspannung U_{Tp} ein Wert von 80 V verwendet werden.

Abbildung 4-1: Zulässige Berührungsspannung U_{Tp} nach ÖVE/ÖNORM EN 50522:2011-12-01 in Abhängigkeit von der Stromflussdauer bei einem betroffenen Menschen (für Fehlerdauer >10 s gilt $U_{Tp} = 80$ V)

Bei mit Erdschlusskompensation („gelöscht“) betriebenen Netzen wird dem durch die Leiter-Erde-Kapazitäten auftretenden **kapazitiven Fehlerstrom** I_{CE} ein betragsmäßig nahezu gleich großer induktiver Spulenstrom I_L entgegengesetzt. Dieser wird durch eine oder mehrere Erdschlusskompensationsspulen an einer oder mehreren geeigneten Stellen in die Netzgruppe eingespeist.

Eine weitere netzbetriebstechnische Notwendigkeit ist es, im Fehlerfall, wenn keine selbsttätige Löschung erfolgt, das fehlerhafte Leitungselement aus dem Netzverband zu trennen, dadurch den Stromfluss an der Fehlerstelle zu unterbrechen und die potentielle Gefährdungsquelle zu beseitigen.

Der Strom an der Fehlerstelle bei der Sternpunktbehandlung Erdschlusskompensation lässt sich durch eine geeignete Dimensionierung und Einstellung der Erdschlusskompensationsspulen auf sehr kleine Werte reduzieren. Damit geht allerdings eine erhöhte Schwierigkeit bei der sicheren Fehlerortung einher, die zwangsläufig für die vorstehend beschriebene rasche und selektive Abschaltung erforderlich ist.

4.4 Der Erdschlussreststrom und seine Komponenten

4.4.1 Erdschlussreststrom

In 110-kV-Netzen ist es bewährter Stand der Technik, bei einem Erdfehler einen gewissen Erdschlussreststrom I_{Rest} zuzulassen. Dieser Strom teilt sich bei Freileitungskonstruktionen, welche in 110 kV-Netzen an der Spitze der Masten i. d. R. mindestens ein Erdseil mitführen, an der Fehlerstelle in zwei Stromanteile auf:

- Stromanteil 1 ... **Reduktionsleiter-Strom** I_{Red} , welche über allfällige Erdseile, bzw. in Kabelnetzen über Kabelschirme, von der Fehlerstelle unmittelbar ins Netz zurückgeführt wird, und einen zweiten
- Stromanteil 2 ... **Erdungsstrom** I_E , welcher über die lokale Erdungsanlage (z.B. Mastfüße) in das Erdreich abfließt und dort zu Berührungsspannungen führt.

In Formeln dargestellt, gilt:

$$I_{\text{Rest}} = I_{\text{Red}} + I_{\text{E}} \quad (4.1)$$

bzw.

$$I_{\text{E}} = I_{\text{Rest}} - I_{\text{Red}}$$

Der für die Berührungsspannung im Zusammenwirken mit der **Erdungsimpedanz** Z_{E} verantwortliche Erdungsstrom I_{E} ist also nur ein Teil des aus dem fehlerbehafteten Leiter austretenden Fehlerstroms I_{Rest} .

Dieses Verhältnis wird durch den **lokalen Reduktionsfaktor** r beschrieben. Die gesamte zwischen der metallischen Mastkonstruktion und einem fernen Gegenpol („Bezugserde“) durch den Stromfluss verursachte Spannungsdifferenz **Erdungsspannung (EPR, earth potential rise)** U_{E} ergibt sich mithilfe des Ohm'schen Gesetzes zu

$$U_{\text{E}} = r \cdot I_{\text{Rest}} \cdot Z_{\text{E}} \quad (4.2)$$

Die für die Gefährdung menschlichen Lebens relevante Berührungsspannung U_{T} ihrerseits stellt allerdings nur einen Bruchteil der gesamten Erdungsspannung U_{E} dar. Mit U_{T} bezeichnet man die Spannung *zwischen leitfähigen Teilen, wenn diese gleichzeitig berührt werden, wobei ihr Wert durch die Impedanz des mit diesem leitfähigen Teil im elektrischen Kontakt stehenden Menschen erheblich beeinflusst werden kann*. Diese Spannung tritt zwischen zwei elektrisch leitfähigen Teilen und/oder leitfähigen Anlagenteilen und dem Erdoberflächenpotential auf. Das Erdoberflächenpotential wird aber nicht nur von der Geometrie der Erdungsanlage und den Erdern selbst bestimmt, sondern auch von den Umgebungsbedingungen (spezifischer Bodenwiderstand, Isolierschichten wie z.B. Schotter, Asphalt etc.).

Im Gegensatz zur Erdungsspannung U_{E} , welche als Potenzialunterschied zwischen der betrachteten Anlage und der Bezugserde als einem - weit entfernt gedachten – Gegenpol festgelegt ist, ist die tatsächliche Berührungsspannung U_{T} (ebenso wie die Schrittspannung) als Spannungsdifferenz von zwei eng nebeneinander gelegenen Stellen definiert. Wegen des als asymptotisch erwarteten Potenzialverlaufs muss damit aus physikalischen Gründen die Berührungsspannung U_{T} kleiner als die Erdungsspannung U_{E} sein. Somit gilt:

$$U_{\text{T}} \leq r \cdot Z_{\text{E}} \cdot I_{\text{Rest}} = U_{\text{E}} \quad (4.3)$$

Die tatsächliche Berührungsspannung U_{T} darf die zulässige, von der Fehlerdauer abhängige Berührungsspannung $U_{\text{Tp}}(t_{\text{Fehler}})$ nicht überschreiten.

Aus Zweckmäßigkeitsgründen wurde bei der bisherigen Auslegung der in mit Erdschlusskompensation („gelöscht“) betriebenen 110-kV-Freileitungsnetze in Österreich die in der ÖVE B1/1976 angegebene Löschgrenze als Auslegungswert für den Erdschlussreststrom I_{Rest} gewählt.

$$I_{\text{Rest,max}} = 132 \text{ A} \quad (4.4)$$

Dieser Wert hat sich auch in der Praxis bewährt und anhand dieses Werts wurden in der bisherigen Netzbaupraxis alle Erdungsanlagen unter Berücksichtigung der Gesamtsituation (Reduktionsfaktoren, ...) ausgelegt.

Bemerkung: Dem Wert von 132 A liegt aufgrund der bisher bei gelöschten Freileitungsnetz üblichen Betriebsweise immanent die Annahme zugrunde, dass im Erdschlussfall der Betrieb der fehlerhaften Leitungstrecke für eine gewisse Zeit (> 1 s) weiterhin aufrechterhalten wird. Entsprechend der Berührungsspannungs-Grenzkurve (s. Abbildung 4-1) ist allerdings eine stärkere Belastung der Fehlerstelle auch dann noch als sicher einzustufen, wenn die Fehlerzeit entsprechend der Grenzkurve unter 1 s reduziert wird.

Der Erdschlussreststrom I_{Rest} lässt sich durch die Netz-Primärtechnik (Einbauort und Einstellung/Regelung der Erdschlusskompensationsspulen, Mastformen, Erdseil-Querschnitte, ...) sowie durch die durch die Netz-

Sekundärtechnik (Erdschlusskompensationsregler) beeinflussen.

Somit ist davon auszugehen, dass man bei Überschreitung dieses Auslegungswerts in elektrischen Netzen an einer unbekannt Anzahl von Masten potentiell gefährliche und gesetzlich unzulässig Berührungsspannungen verursacht. Es wird also ein einpoliger Fehlerstrom in der Höhe von 132 A als Auslegungskriterium für Erdungsanlagen herangezogen.

4.4.2 Komponenten des Erdschlussreststroms

Im Falle eines einpoligen Erdfehlers setzt sich der Effektivwert des Erdschlussreststroms I_{Rest} bis zum Eingreifen korrekativer Maßnahmen (Abschaltung, Netzteilung, ...) aus den folgenden drei Komponenten zusammen:

reaktiver 50-Hz-Reststromanteil („Verstimmungsstrom“)	... I_{reaktiv}
resistiver 50-Hz-Reststromanteil („Wattreststrom“)	... I_{Watt}
Oberschwingungs-Reststromanteile	... $I_{\text{harmonisch}}$

Der reaktive 50-Hz- Reststromanteil

Der reaktive 50-Hz-Reststromanteil I_{reaktiv} entsteht durch die Überlagerung des induktiven Stromes der Erdschlusskompensationsspule(n) I_L und des natürlichen kapazitiven Erdschlussstromes I_{C_e} .

$$I_{\text{reaktiv}} = I_L - I_{C_e} \quad (4.5)$$

Während der letztere Stromanteil (I_{C_e}) durch die Ausdehnung und die Art der Leitungsverbindungen (Kabel oder Freileitungen) in einem bestehenden Netz festgelegt ist, kann der induktive Strom mit regelbaren Erdschlusskompensationsspulen (sog. Regelspulen) in Verbindung mit einem Erdschlusskompensationsregler auf beliebige Werte eingestellt werden. So kann man erreichen, dass die Differenz nahezu beliebig klein wird.

In der Praxis erfolgt der Leitungsaufbau der Netze häufig unsymmetrisch: So sind aufgrund der unterschiedlichen Leiterpositionierungen (abhängig vom Mastbild) mit verschiedenen hoch angeordneten Freileitungsseilen bzw. den verschiedenen Abständen zum Erdseil (aufgrund der unterschiedlichen Leiter-Erde-Kapazitäten C_E) die Strombeiträge der einzelnen Leiterseile verschieden.

Das wiederum führt auch im fehlerfreien („gesunden“) Netz, im Falle der Resonanz-Einstellung der Erdschlusskompensationsspule, also, wenn $I_L = I_{C_e}$ gilt, zu unerwünscht hohen Sternpunktverlagerungsspannungen und in Folge zu Fehlmeldungen aufgrund der stark angestiegenen Verlagerungsspannung, welche bei hochohmigen Fehlern ähnliche Werte annimmt. Dadurch werden in einem gesunden Netz - zum Scheitern verurteilte - Suchschaltungen durchgeführt, welche stets hinsichtlich der Netzsicherheit in Risiko darstellen.

Daher wird in der Regel die Vollresonanzeinstellung vermieden und die Netze mit einer sog. Überkompensation betrieben, d.h., dass der Strom der Erdschlusskompensationsspulen einen größeren Wert als der kapazitive Erdschlussstrom aufweist. Bei Überkompensation gilt somit:

$$I_L > I_{C_e} \quad (4.6)$$

Die bezogene Differenz wird durch den **Verstimmungsgrad** v angegeben.

$$v = (I_L - I_{C_e}) / I_{C_e} \quad (4.7)$$

Je kleiner also der Verstimmungsgrad ist, umso kleiner ist im einpoligen Fehlerfall der reaktive 50-Hz-Reststromanteil I_{reaktiv} im Fehlerstrom. Für ihn gilt

$$I_{\text{reaktiv}} = V \cdot I_{C_e} \quad (4.8)$$

Prinzipiell ist zur Vermeidung unerwünscht hoher Verlagerungsspannungen in einem fehlerfreien Netz ein Abweichen von der Vollkompensation ein Mittel der Wahl. Im sog. unterkompensierten Betrieb, d. h., wenn $I_L < I_{C_e}$ ist, würde es aber bei Abschaltungen von Abzweigen zu unerwünscht hohen Verlagerungsspannungen kommen, wohingegen im üblichen überkompensierten Betrieb, d. h., wenn $I_L > I_{C_e}$ ist, dieser Effekt bei Netzerweiterungen auftritt, wie sie zum Beispiel bei Umschaltungen im Zuge von Fehlerordnungsmaßnahmen, Netzkupplungen usw. vorkommen.

Der resistive 50-Hz- Reststromanteil

Der zweite Teil des Reststromes, der resistive 50-Hz- Reststromanteil I_{Watt} wird den Wärmeverlusten zugeordnet. Dieser wird von den betroffenen Netzarmaturen, den Erdschlusskompensationsspulen und den mit ihnen verbundenen Sternpunktbildnern bzw. Einspeisetransformatoren, ferner in Kabelschirmen, aber auch in den aktiven Leitern (Kabelstrecken, Freileitungsstrecken) und nicht zuletzt im Erdreich selbst verursacht.

Durch Messungen vielfach abgesichert und dem Stand der Technik entsprechend, lässt sich das Verhältnis des resistiven 50-Hz-Reststromanteils zum kapazitiven Erdschlussstromes I_{C_e} zweckmäßigerweise mittels des **Dämpfungsgrades d** wie folgt beschreiben:

$$I_{\text{Watt}} = d \cdot I_{C_e} \quad (4.9)$$

Im Gegensatz zum reaktiven 50-Hz- Reststromanteil I_{reaktiv} lässt sich diese Komponente mit einfachen und sicheren Mitteln nicht eliminieren. Allerdings existieren Verfahren, um mit elektronischen Mitteln und einer entsprechenden Netzregelung auch den resistiven 50-Hz-Reststromanteil de facto zum Verschwinden zu bringen. Diese Verfahren sind bisher nur in Strahlennetzen sicher erprobt; in den vermascht betriebenen 110-kV-Netzen gibt es bisher allerdings keinen belastbaren Beweis für ihre Funktionalität.

Die Oberschwingungs-Reststromanteile

Es ist Tatsache, dass die Netzspannung, vor allem durch Nichtlinearitäten in den Einspeisern und Verbrauchern wie Gleichrichtern, Wechselrichtern mit Elektronik-Netzgeräten usw. von der gewünschten idealen Sinusform abweicht. Dies führt dazu, dass nicht nur in den Strömen im fehlerfreien Zustand, sondern auch im Fehlerfall im Fehlerstrom periodische Anteile vorhanden sind, welche von dieser idealen Sinusform abweichen. Diese Stromanteile werden als Oberschwingungs-Reststromanteile bezeichnet.

Ihre Unterdrückung ist bisher nicht Stand der Technik, außerdem haben Messungen in Netzen bei Erdschlüssen in jüngster Vergangenheit gezeigt, dass in vielen Fällen die Größenordnung dieser Ströme deutlich geringer ist, als bisher angenommen wurde.. Hinsichtlich der Änderung des Löschverhaltens durch die Oberschwingungs-Reststromanteile bzw. der Resilienz des menschlichen Körpers gegen zusätzliche Oberschwingungsströme liegen keine gesicherten Erkenntnisse vor.

Ferner werden aufgrund der wechselseitigen Induktion zwischen dem aktiven, den Erdschlussreststrom, I_{Rest} , zur Fehlerstelle führenden Leiter (sogenannter „kranker Leiter“) und den in 110-kV-Netzen im überwiegenden Fall vorhandenen Reduktionsleiter (parallelgeführte Erdseile bzw. Kabelschirme) die höherfrequenten Stromkomponenten über den Reduktionsleiter sehr wirksam in das übrige Netz zurückgeleitet, ohne dass diese strommäßig die Fehlerstelle wesentlich belasten. Daher belasten sie den Strompfad über Erde geringfügiger als

die 50-Hz-Komponenten und sind damit für die Berührungsspannungen weniger wirksam. Man bezeichnet daher parallelgeführte Erdseile bzw. Kabelschirme als Reduktionsleiter.

Durch Versuche abgesicherte Abschätzungen hinsichtlich lokal möglicher Resonanzüberhöhungen sowie der im Erdfehlerfall an der Fehlerstelle ins Erdreich eintretenden Oberschwingungs-Reststromanteile und die dadurch hervorgerufenen spannungswirksamen Oberschwingungs-Berührungsspannungs-Anteile existieren bisher nicht, weshalb hier im Sinne des Vorsorgeprinzips Annahmen zu treffen sind, welche die im ungünstigsten Fall zu erwartenden Bedingungen berücksichtigen und den errechneten Wert des Erdschlussreststromes I_{Rest} (über den physikalisch bei einem realen Erdschluss auftretenden Wert) erhöhen

$$I_{\text{harmonisch}} = \sqrt{\sum_v I_v^2} \quad (4.10)$$

In der ÖVE/ÖNORM EN 50522:2011-12-01 wird in der Legende für Tab. 1 bezüglich des Erdschlussreststroms, I_{Rest} , festgehalten: „Wenn der exakte Wert nicht bekannt ist, dürfen 10 % von I_c angenommen werden⁴.“ Auch wenn die Oberschwingungs-Reststromanteile $I_{\text{harmonisch}}$ nur einen Teil des gesamten Erdschlussreststromes darstellen, wird dieser Passus in der üblichen Netzpraxis oft als Aussage über die Oberschwingungs-Reststromanteile aufgefasst. Für belastbare Resultate sind weiterführende konkrete Untersuchungen notwendig.

4.5 Auswirkung der Erdschlussreststrom-Reduktions-Strategie auf die Fehlerortung

Generell gilt, dass eine fehlerhafte Stelle im Netz schnell erkannt und entsprechend behandelt werden muss, und dass dazu der Fehlerort mithilfe des Fehlerstroms bestimmt wird. Je kleiner der Fehlerstrom ist, umso schwieriger wird die Ortung. Daher ist es nicht sinnvoll und auch nicht Stand der Technik, eine vollständige Unterdrückung des Erdschlussreststroms, I_{Rest} , anzustreben.

Bei gewissen Ortungsverfahren (z.B. Wattrestromerhöhung, kurzzeitige niederohmige Sternpunktterdung, kurzzeitige Phasenerdung der gesunden Phase, ...) wird kurzzeitig in den Stromhaushalt an der Fehlerstelle eingegriffen, wodurch sich auch die Berührungsspannung verändert. Auch in diesem Falle müssen die Grenzwerte von Abbildung 4-1 eingehalten werden.

4.6 Maximale, durch den Löschstrom bedingte Gruppengröße

Wie oben beschrieben, ist auch in Zukunft aufgrund von in der Vergangenheit festgelegten und durch die Ausführung bei der Konstruktion und Aufstellung aller Masten einschließlich ihrer Fundamente und der Potenzialsteuerungsleitern von einem zulässigen oberen Grenzwert des Erdschlussreststroms, I_{Rest} , von 132 A auszugehen.

Das ergibt unter Berücksichtigung der einzelnen Komponenten folgende Bedingung für deren gemeinsames Zusammenwirken hinsichtlich des zulässigen Erdschlussreststroms

:

⁴ Mit I_c wird in der ÖVE/ÖNORM EN 50522:2011-12-01 der kapazitive Erdungsstrom bezeichnet. In dieser Ausarbeitung wird dafür die Bezeichnung I_{c_e} verwendet.

$$\sqrt{(v^2 + d^2)I_{Ce}^2 + \sum_v I_v^2} < 132 \text{ A} \quad (4.11)$$

Welche Werte im konkreten Fall für ein bestimmtes Netz für

v	...	Verstimmung			
d bzw. $d \cdot I_{Ce}$...	Dämpfung	bzw. mittels	Erdschlusskompensationsreglers	eingestellter
		Dämpfungs-(Wattrest-)strom			
$\sum_v I_v^2$...	Oberschwingungsanteile			

heranzuziehen sind, ist vom jeweiligen Netzbetreiber festzulegen und zu vertreten.

Erst dann kann die maximale, durch den Löschstrom bedingte Gruppengröße wie folgt bestimmt werden

$$I_{Ce} < \sqrt{\frac{(132 \text{ A})^2 - \sum_v I_v^2}{v^2 + d^2}} \quad (4.12)$$

Für den Fall, dass eine der Komponenten (Verstimmungsgrad / Dämpfungsgrad / Oberschwingungsanteile) nicht bekannt ist, und damit der exakte Wert des Erdschlussreststroms nicht bekannt ist, dürfen gemäß der in Österreich für diese Fälle anzuwendenden Norm ÖVE/ÖNORM EN 50522:2011-12-01 für den Erdungsstrom⁵ I_E dafür 10 % von I_{Ce} angenommen werden. In diesem Fall bestimmt sie die Netzgruppengröße für eine Nennspannung von 110 kV zu

$$I_{Ce} < \frac{132 \text{ A}}{0,1} = 1320 \text{ A} \quad (4.13)$$

4.7 Weitere Aspekte

In der dzt. in Österreich gültigen Norm ÖVE-B 1/1976 („Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Wechselstromanlagen mit Nennspannungen über 1 kV“) wird festgehalten, dass die induktive Beeinflussung der Fernmeldeanlagen dann bei einem 110-kV-Netz mit Erdschlusskompensation zu untersuchen ist, wenn die Grundschiwingung des Erdschlussreststroms größer als 132 A ist.

Somit kann es zu einer Problematik im Netzausbau kommen. Wichtig ist an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass in Österreich nur die Grundschiwingung ausgewertet wird, also gilt:

$$132 \text{ A} > \sqrt{(v^2 + d^2)I_{Ce}^2} \quad (4.14)$$

Diese Forderung ist aber weniger stringent als die Gleichung (4.12) beschriebene Bedingung, da die Oberschwingungen nicht einzubeziehen sind.

⁵ Der Erdungsstrom I_E ist derjenige Stromanteil des Fehlerstroms, der über die Erdungsimpedanz in die Erde fließt. Er ist der Teil des Erdfehlerstromes I_F , durch den die Potentialanhebung der Erdungsanlage verursacht wird (ÖVE/ÖNORM EN 50522).

5 Notwendigkeit der Errichtung von zusätzlichen Einspeisestellen des übergeordneten Netzes

5.1 Grundsätzliche Anforderungen an eine Netzgruppe

Aus Zweckmäßigkeitsgründen werden Einspeisungen, Verbindungsleitungen und Verbraucher, welche sich in räumlicher Nähe zueinander befinden, zu einer galvanisch miteinander verbundenen Netzgruppe zusammengefasst. Entsprechend netzplanerischen Gesichtspunkten sind dabei folgende Kriterien zu beachten:

- Versorgungssicherheit
- Lastflusssituation
- Kurzschlussverhältnisse
- Erdschlussverhältnisse
- Power Quality

Sobald eines dieser Kriterien nicht mehr befriedigend einzuhalten ist, ist unter anderem eine Änderung der Gruppengröße bzw. die Neuschaffung von neuen Netzgruppen notwendig.

In der gegenständlichen Analyse wird an dieser Stelle davon ausgegangen, dass in einer gegebenen Netzgruppe die sichere Beherrschung des einpoligen Fehlerfalls (Erdschluss) hinsichtlich der

- Personengefährdung und
- anderer Betriebserfordernisse

bei einem vermehrten Netzausbau mit Kabeln nicht mehr gegeben ist, so dass deswegen eine neue Netzgruppe geschaffen werden muss.

Diese Vorgangsweise führt grundsätzlich zur Reduktion der verfügbaren Kuppel-elemente (Transformatoren) bei den bereits bestehenden Netzeinspeisungen und die Errichtung von zusätzlichen Einspeisestellen des übergeordneten Netzes wird erforderlich.

In der Netzrealität sind dazu bestehende Netze zu teilen, wobei die Integration neuer Kuppel-elemente (Regeltransformatoren) in bestehende Einspeiseknoten (z.B. 380/110-kV-Übergabestellen) wegen der geforderten galvanischen Trennung das Mittel der Wahl sind, falls eine Erweiterungsmöglichkeit in dem betreffenden Einspeiseknoten möglich ist.

Es sind dazu bestehende 110-kV-Netzgruppen zu teilen, wobei Transformatoren wegen der geforderten galvanischen Trennung einzusetzen sind. Diese Transformatoren können einspeiseseitig von einer höheren Spannungsebene, zum Beispiel 220 kV oder 380 kV, oder von der gleichen Spannungsebene, also 110 kV, mit Leistung versorgt werden. Im ersteren Fall spricht man von einer „Einspeisestelle“. Die Versorgung aus der gleichen Spannungsebene erfolgt über sogenannte Trenntransformatoren und wird in Kapitel 10 weiterführend analysiert.

5.2 Errichtung von zusätzlichen Einspeisestellen vs. Verstärkung bestehender Einspeisungen

Aufgrund von energietechnischen Gegebenheiten (notwendige Energieimporte selbst zu Schwachlastzeiten, Marktverhältnisse, etc.) ist eine starke und ausfallsichere Anbindung des 110-kV-Netzes an das überlagerte Höchstspannungsnetz notwendig, um Energie- und Leistungsdefizite oder -überschüsse ausgleichen zu können. Gleichzeitig steigert dies die Versorgungssicherheit und hilft bei der Aufgabe des Netzbetreibers, seinen Kunden einen Anschluss an das Verteilernetz zu gewähren und mit elektrischer Energie mit hoher Zuverlässigkeit zu versorgen. Die Übergabepunkte verbinden das Übertragungsnetz (380 kV, 220 kV) mit den 110-kV-Verteilernetzen.

Die Analyse mittels des deterministischen Verfahrens der $(n-1)$ -Sicherheit ist eine bewährte Methode zur Untersuchung der Zuverlässigkeit in Netzen mit einer Spannung ≥ 110 kV. Ein Netz genügt diesem Kriterium, wenn durch Ausfall eines Betriebsmittels, andere nicht überbeansprucht werden, es somit zu keiner Störungsausweitung kommt und alle Netzgebiete weiterhin ohne Einschränkung versorgt werden können.

In Österreich kommen etwa 0,5-1,5 Übergabepunkte (380/220/110-kV-Umspannwerke) je verbrauchter TWh bzw. 0,3 bis 0,8 Übergabepunkte (380/220/110-kV-Umspannwerke) je 100 km Leitungslänge (Systemlänge) zum Einsatz. Diese Werte sind Orientierungswerte.

Es können aus einem Übergabepunkt je nach Lage im Netz und Aufbau der Schaltanlage (Anzahl der Sammelschienen, Anzahl der Sammelschienenabschnitte, Anzahl der Kuppeltransformatoren), typischerweise ein bis drei getrennte 110-kV-Netzgruppen versorgt werden. Sollte es infolge von vermehrter Verkabelung zu einer Erhöhung der Anzahl von getrennten Netzgruppen kommen (siehe Kapitel 5), fordert dies auch entsprechende Erhöhung der Anzahl an Netzeinspeisungen.

Wenn ein 110-kV-Netz lediglich über z.B. ein einziges Kuppel-element - in diesem Fall einen Netzkuppel-Transformator bzw. bei dessen unzureichender Übertragungs-Leistungsfähigkeit über mehrere parallelgeschaltete Netzkuppel-Transformatoren – mit elektrischer Leistung versorgt wird, würde ein Ausfall in dieser Mindestkonstellation zu einer schwerwiegenden und langfristigen Versorgungsunterbrechung führen.

Daher muss aus Gründen der Versorgungssicherheit im Sinne des Prinzips der $(n-1)$ -Sicherheit eine entsprechende Reserve installiert und jederzeit verfügbar sein. Inwieweit diese Forderung auch zu einer topologischen Differenzierung führt und damit mindestens zwei, örtlich voneinander getrennte Einspeisestellen erforderlich macht, hängt von den verschiedenen Versorgungssituationen und damit den verschiedenen resultierenden Anforderungen an die eingangs erwähnten Kriterien ab (siehe Abbildung 5-1 und 5-2)

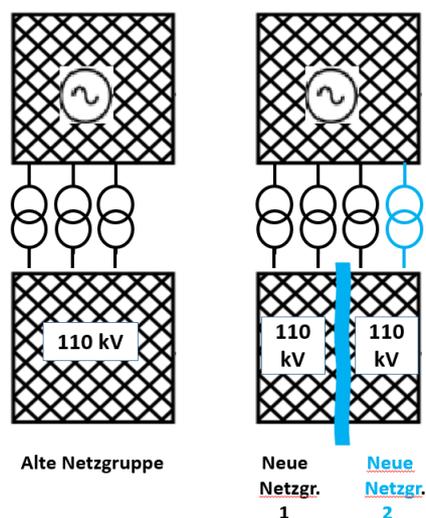


Abbildung 5-1: Netzerweiterung mit dem Erfordernis einer zusätzlichen Einspeisung am gleichen Einspeisort (z.B. innerhalb einer bestehenden Umspannwerksanlage)

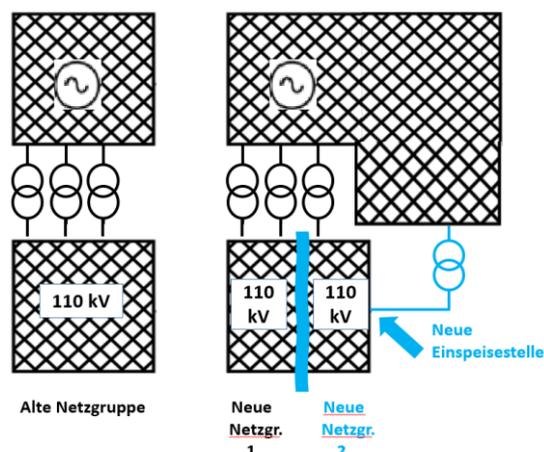


Abbildung 5-2: Netzerweiterung mit dem Erfordernis einer zusätzlichen Einspeisung an einem anderen Einspeisort (z.B. aus ggf. neu zu errichtenden Umspannwerksanlage)

Beim Lastfluss muss die Übertragungsfähigkeit entsprechend den Kriterien

- Stromtragfähigkeit der Netzelemente
- Spannungsveränderung im Leitungsverlauf in Abhängigkeit von Entnahme und Einspeisung und (fallweise)
- Winkelstabilität

sichergestellt sein. Die Einhaltung der entsprechenden Kriterien bezieht sich auf den sogenannten Normalbetrieb. Diese muss aber auch für alle relevante Ausfallszenarien, und das Ganze unter dem Aspekt der Zukunftssicherheit gelten.

Hinsichtlich der Kurzschlussverhältnisse ist die Einhaltung der zulässigen maximalen Kurzschlussströme, aber auch der für eine sichere Erfassung notwendigen Untergrenzen der Kurzschlusspegel zu prüfen. Auch diese Anforderung bezieht sich auf den Normalbetrieb sowie alle relevanten Sonderschaltzustände.

In der 380 kV, 220 kV- und 110-kV-Spannungsebene spielt die Versorgungssicherheit eine außerordentlich große Rolle. Dem geschuldet ist – je nach Versorgungssituation – ein Abweichen von der (n-1)-Sicherheit in dem Sinne, dass in vielen Fällen eine (n-2)-Sicherheit angestrebt wird, also ein höherer Sicherheitspegel realisiert wird. Im Sinne der technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) ist bei geplanten Abschaltungen die Aufrechterhaltung eines (n-1)-sicheren Betriebes anzustreben bzw. durch Landesgesetze vorgeschrieben. Dies findet insbesondere bei einer längeren Außerbetriebnahme eines Betriebsmittels aufgrund betrieblich notwendiger Arbeiten (Seiltausch, Masttausch, ...) Berücksichtigung.

6 Betriebliche Redundanzfragen der Anzahl der Erdschlusskompensationsspulen

6.1 Aufgabe der Erdschlusskompensationsspulen im Netzbetrieb

Im Netzbetrieb kommt es beim häufigsten aller Fehler, dem einpoligen Leiter-Erde-Fehler (Erdschluss) zu einer Unsymmetrie der Leiter-Erde-Spannungen, wodurch kapazitive Erdschlussströme an der Fehlerstelle aus dem fehlerhaften Leiter austreten. Deren Summe ergibt den natürlichen kapazitiven Erdfehlerstrom I_{Ce} .

Bei in mit Erdschlusskompensation („gelöscht“) betriebenen Netzen wird dem durch die Leiter-Erde-Kapazitäten auftretenden kapazitiven Fehlerstromanteil I_{Ce} ein de facto ebenso großer induktiver Spulenstrom I_L („Löschstrom“) entgegengesetzt, um den verbleibenden reaktiven Stromanteil $I_{\text{reaktiv}} = I_L - I_{Ce}$ im gesamten Erdschlussstrom möglichst klein zu halten.

Der dazu notwendige Spulenstrom wird durch eine oder mehrere Erdschlusskompensationsspulen an einer oder mehreren geeigneten Stellen in die Netzgruppe eingespeist. Wenn mehrere Erdschlusskompensationsspulen vorhanden sind, summieren sich deren einzelne Strombeiträge $I_{L,i}$ an der Fehlerstelle zum gesamten induktiven Spulenstrom $I_{L,\text{gesamt}}$.

$$I_{L,\text{gesamt}} = \sum I_{L,i} \quad (6.1)$$

Durch die automatische Erdschlusskompensationsregelung gelingt es, den Fehlerstrom de facto verzögerungsfrei möglichst klein zu halten, und damit kann man - neben anderen netztechnischen Vorteilen, wie dem Verlöschen eines Lichtbogens, - die Personengefährdung an der Fehlerstelle bzw. gefährliche Spannungsverschleppungen auf zulässige Werte begrenzen.

Aus diesem Grunde ist es nötig, jederzeit einen genügend großen induktiven Spulenstrom bei allen relevanten Betriebsbedingungen, nämlich

- Normalbetrieb des Netzes (alle Leitungen und Einspeisungen im Betrieb)
- Sonderschaltzustände (Kupplungen, Netztrennungen, Eingrenzungsschaltungen, ...)
- Ausfall der Einspeisungsmöglichkeit von induktivem Spulenstrom, zum Beispiel durch Ausfall eines Transformators bzw. Sternpunktbildners oder einer Erdschlusskompensationsspule

zur Verfügung stellen zu können. Es ergibt sich für jeden der oben genannten Fälle die Forderung:

$$I_{L,\text{gesamt}} > I_{Ce} \quad (6.2)$$

6.2 Allgemeine Redundanzbetrachtungen in elektrischen Übertragungsnetzen

Da jederzeit unvorhergesehene Ausfälle auftreten können, ohne dass deswegen die Versorgung der Verbraucher mit elektrische Energie gefährdet oder unterbrochen wird, gibt es verschiedene Planungskriterien, von denen das (n-1)-Prinzip eine verbreitete Anwendung findet. Es besagt, dass es beim Ausfall eines Netzelementes zu keiner Überlastung der anderen Netzelemente oder unzulässigen Spannungszuständen kommen darf.

Beim (n-1)-Prinzip wird aber nicht auf die Frage eingegangen, wie lange der geschwächte Netzzustand andauern darf. Es handelt sich lediglich um ein JA/NEIN- Kriterium.

Üblicherweise wird bei der Verwendung des (n-1)-Prinzips eine „rasche“ Ertüchtigung (Reparatur bzw. Ersatz) des fehlerbehafteten Elementes angenommen, sodass die Wahrscheinlichkeit für einen weiteren Fehler und damit eine mögliche gravierende Funktionseinschränkung des Netzes während des geschwächten Netzzustandes als äußerst unwahrscheinlich betrachtet wird.

Grundsätzlich kann aber ein weiterer Fehler nicht ausgeschlossen werden, bei welchem dann das (n-1)-Prinzip verletzt wird. Wenn man auch einen weiteren Fehler während der Ertüchtigungsdauer eines bereits ausgefallenen Elementes berücksichtigen will, sind stochastische Methoden heranzuziehen. Mit ihnen lässt sich das sog. „Restrisiko“ bestimmen.

Da im Betrieb elektrischer Netze das Restrisiko nicht normativ festgelegt ist, fallen diesbezügliche Handlungsvorschriften in den Verantwortungsbereich der einzelnen Unternehmen.

6.3 Anwendung einer Risikobetrachtung auf die Redundanzfrage der Anzahl der Erdschlusskompensationsspulen

Üblicherweise werden in mit Erdschlusskompensation betriebenen Übertragungsnetzen neben Fixspulen auch Regelspulen eingesetzt, die erforderlichenfalls einen höheren Strom in das von einem Erdschluss betroffene Netzgebiet einspeisen können.

Es ist stets der gesamte zur Erdschlusskompensation erforderliche (s. Glg. 6.2) induktive Spulenstrom $I_{L,gesamt}$ zu gewährleisten. Dies gilt auch für den Fall, dass die größte Erdschlusskompensationsspule (vorübergehend) nicht verfügbar ist. Das ist nicht nur dann der Fall, wenn diese Spule zur Folge einer Inspektion, einer Störung oder eines Ausfalls außer Betrieb genommen werden muss, sondern auch wenn der angeschlossene Transformator bzw. Sternpunktbildner durch Inspektion, Störung oder Ausfall nicht verfügbar ist.

Anmerkung: normalerweise kann eine Erdschlusskompensationsspule auf mehrere Transformatorsternpunkte umgeschaltet werden.

Diese Forderung gilt für alle relevanten Betriebszustände (siehe oben).

Als Randbedingung muss dabei neben der Einhaltung der Spannungsqualität und Stromtragfähigkeit betroffener Leitungen im Falle eines großräumigen Blindstrom-Transports im Nullsystem vor allem die Einhaltung der Personensicherheit gewährleistet sein.

Beachtenswert ist hierbei auch die Kippschwingungsthematik: wenn es z.B. im Zuge von betrieblich notwendigen Arbeiten unter Berücksichtigung eines (n-1)-Ausfalles zu einer Teilnetzbildung kommt und dieses Teilnetz dann ohne Erdschlusskompensation betrieben würde, dann besteht bei einem kleinen Teilnetz die Gefahr, dass unbeherrschbare Kippschwingungen mit allen ihren negativen Folgen (Spannungswandlerschäden, Überspannungen, ...) auftreten.

Grundsätzlich ist die Löschfähigkeit gegeben, wenn gilt:

$$I_{L,gesamt,-1} = \sum I_{L,i} > I_{Ce} \quad \text{für } i = 1 \dots n-1 \quad (6.3)$$

Anmerkung: im Falle eines Ausfalls einer Erdschlusskompensationsspule ist auch eine gewisse Unterkompensation zulässig, solange $I_{Rest} < 132$ A ist.

Eine stochastische Betrachtung des Restrisikos für den Fall, dass während der Zeitspanne zwischen Ausfall der größten Erdschlusskompensationsspule und deren Ertüchtigung (Reparatur bzw. Ersatz) ein weiterer Ausfall einer Erdschlusskompensationsspule zu berücksichtigen ist, wird im Folgenden skizziert:

Entsprechend den Gesetzen der Stochastik gilt für den Fall unabhängiger Ausfälle von zwei Erdschlusskompensationsspulen:

$$H_{\text{Ausfall von 2 Spulen}} = H_{\text{Ausfall 2.Spule}} \cdot NV_{\text{Netzschwächung}} \quad (6.4)$$

Die Ausfallhäufigkeit wird im Netzbetrieb üblicherweise in (mittleren) Ausfällen pro Jahr angegeben, d. h. die Dimension von H_{Ausfall} ist $[a^{-1}]$.

Dabei bezeichnet

$H_{\text{Ausfall von 2 Spulen}}$... Häufigkeit für den Ausfall einer 2. Spule während der Ertüchtigungsphase der 1. ausgefallenen Spule

$H_{\text{Ausfall 2.Spule}}$... Häufigkeit für den Ausfall irgendeiner weiteren Spule während der Ertüchtigungsphase der 1. ausgefallenen Spule

$NV_{\text{Netzschwächung}}$... Nichtverlässlichkeit = Wahrscheinlichkeit für den (bereits) geschwächten Netzzustand durch den Ausfall der 1. Spule.

Diese Nichtverlässlichkeit bestimmt sich wie folgt:

$$NV_{\text{Netzschwächung}} = H_{\text{Ausfall 1.Spule}} \cdot T_{\text{Ausfall 1.Spule}} \quad (6.5)$$

$T_{\text{Ausfall 1.spule}}$... durchschnittliche Ausfallsdauer/Reparaturdauer der 1. ausgefallenen Spule.

Die Nichtverlässlichkeit $NV_{\text{Netzschwächung}}$ ist als Wahrscheinlichkeit dimensionslos, wird aber im Netzbetrieb üblicherweise in $[\text{min/a}]$ angegeben.

Bemerkung: eine Wahrscheinlichkeit von z.B. 1 min/a entspricht. $1/(8760 \cdot 60) = 0,000001903 \text{ pu}$
 $= 0,0001903\%$

7 Bauart der Erdschlusskompensationsspulen

7.1 Aufgabe der Erdschlusskompensationsspulen

Die Hauptaufgabe von Erdschlusskompensationsspulen im Netzbetrieb ist es daher, den kapazitiven Erdschlussstrom an der Fehlerstelle weitgehend zu kompensieren, um diese strommäßig zu entlasten und – im Falle von Freileitungsnetzen – frei brennende Lichtbögen zum Verlöschen zu bringen. Das bedeutet, dass auf die jeweiligen Netzerfordernisse eingestellte Löschspulen während des Erdschlusses den Strom über die Fehlerstelle reduzieren und dadurch die Berührungs- und Schrittspannungen an der Fehlerstelle herabsetzen. Diese wesentliche Reduktion des Stromes ermöglicht - wenn gewünscht und aus netztechnischen oder sicherheitstechnischen Gründen möglich – den Weiterbetrieb, da eine sofortige Abschaltung nicht nötig ist. Somit kann im Falle eines Isolationsverlustes (Erdschlusses) für eine gewisse Zeit das kleinste fehlerhafte Netzsegment unverzüglich gesucht und abgeschaltet werden, wodurch eine hohe Versorgungsqualität des Netzes mit geringen Ausfallsdauern einzelner Elemente ermöglicht wird.

Zum Zwecke der Erdschlusskompensation („Löschung“) kann man Fixspulen oder einstellbare Spulen („Regelspulen“) einsetzen. Bei den Fixspulen ist die Stromeinspeisung konstruktiv vorgegeben und kann bei Spulen mit Anzapfungen nur in gewissen Stufungen geändert werden, wohingegen bei den Regelspulen die Stromeinspeisung kontinuierlich innerhalb eines großen Regelbereiches einstellbar ist, der sich im Allgemeinen von 10 % bis 100 % des Nennstromes (Maximalstroms) der Regelspule erstreckt.

Dadurch kann man den im Erdschlussfall optimalen Strombeitrag seitens der Erdschlusskompensationsspulen auf Änderungen der Netzkapazität, wie sie zum Beispiel nach Umschaltungen, Netzerweiterungen oder dem Ausfall von Leitungen auftreten, rasch und genau einstellen. Eine Regelung der Erdschlusskompensationsspulen erfolgt aber laut dem derzeitigen Stand der Technik nur im Normalbetrieb der Netze und nicht während eines Erdschlusses und dessen Eingrenzung (Fehlerortlokalisierung).

Im Gegensatz zu einem Transformator, bei dem man versucht, den Luftspaltanteil des Magnetflusses im Eisen möglichst zu minimieren, ist bei der regelbaren Löschspule der Luftspalt im Eisen die bestimmende Komponente der veränderlichen Induktivität.

7.2 Ausführungsformen von Erdschlusskompensationsspulen

7.2.1 Mechanischer Aufbau - Fixspulen mit Anzapfungen

Bei Fixspulen erfolgt die Veränderung der Induktivität durch Schalthandlungen an der Spule, die in der Regel das Zu- oder Abschalten von Windungsteilen bzw. Teilspulen bewirken. Diese Spulen sind in der Regel so ausgelegt, dass die Veränderung der Induktivität nur im spannungslosen Zustand gemacht werden kann (Spule muss vorher vom Netz getrennt werden).

In der Praxis allerdings wird in der 110-kV-Ebenen der Regelspule (s.u.) gegenüber einer Stufenspule der Vorzug gegeben, da keine Schalthandlungen zur Induktivitätsanpassung benötigt werden, die insbesondere im Erdschlussfall eine Netzbeunruhigung bewirken können.

Ein weiteres Prinzip (außer der Zu- oder Abschaltung von Windungsteilen bzw. Teilsulen) verwendet eine Fixkernspule und schaltet mit Hilfe einer Sekundärwicklung Kapazitäten (Kondensatoren) zu bzw. ab und verändert so den reaktiven Strombeitrag der Löscheinrichtung. Für spezielle Anwendungen kann man durch zusätzliche Einspeisung eines entsprechend geregelten Stroms den Erdschlussreststrom weiter senken (siehe auch Kapitel 7.3.3).

7.2.2 Mechanischer Aufbau - Regelsulen

Bei den Regelsulen werden zwei Bauarten unterschieden:

- Einseitig ausgezogener Eisenkern
- Zweiseitig ausgezogener Eisenkern

Bei einseitig ausgezogenem Eisenkern erfolgt die Veränderung der Länge des Luftspaltes durch das Ausziehen des Kernes mit Hilfe einer unmagnetischen Spindel. Das Magnetfeld wird durch die Hauptwicklung erzeugt. Der Magnetkreis schließt sich über den verstellbaren Kern und das feststehende Rückschluss-Joch. Die Version mit einseitig ausziehbarem Kern ist einfacher herzustellen; es müssen aber besondere Maßnahmen getroffen werden, um für das Magnetfeld trotzdem relativ symmetrische Verhältnisse zu erhalten.

Hingegen besteht bei Erdschlusskompensationssulen mit zweiseitig ausziehbaren Eisenkernen der Kern aus zwei Teilen. Die beiden Kerne sind auf einer unmagnetischen Spindel montiert. Das Gewinde der Spindel ist so aufgebaut, dass sich die Kerne beim Drehen der Spindel in entgegengesetzte Richtungen bewegen. Daher sind bei der konventionellen Bauart mit zwei ausziehbaren Kernen die geometrischen Abmessungen immer relativ symmetrisch, unabhängig von der Sulenstellung.

7.2.3 Einbau- und Anlusserfordernisse der Erdschlusskompensationssulen

Erdschlusskompensationssulen werden zwischen dem Netz-Sternpunkt (Sternpunkt entsprechender Transformatoren) und Erde ans Netz geschaltet. Daher ist die Spule im Normalbetrieb, bei dem aus Symmetriegründen der Sternpunkt keine oder nur geringen Spannungen gegenüber Erde führt, im Standby und somit weitgehend unbelastet. Die Belastung erfolgt erst während des Erdschlusses.

In der 110-kV-Ebene ist es üblich, Erdschlusskompensationssulen an die 110-kV-seitigen Sternpunkte der Netztransformatoren anzuschließen. Dabei sind einige Randbedingungen zu beachten. Die wichtigsten sind:

1. Thermische Belastbarkeit des Sternpunktes:

Dadurch, dass der von den Erdschlusskompensationssulen eingespeiste Strom als homopolarer Strom durch alle Transformatorwicklungen fließt und sich dem Laststrom überlagert, sind die einzelnen Phasen der Transformatoren strommäßig verschieden ausgelastet, sodass die ungünstigste Konstellation hinsichtlich der mit thermische Belastbarkeit zu berücksichtigen ist. Bei Transformatoren mit der Schaltgruppe Yy ist eine zusätzliche Dreiecksausgleichswicklung erforderlich, die im Erdschlussbetrieb entsprechend belastet wird. Die Dreiecksausgleichswicklung muss für die anzuschließende Erdschlusskompensationssulenlänge dimensioniert sein und wird normalerweise auf 1/3 der Transformatorleistung ausgelegt.

Im Normalbetrieb allerdings liegt an den Erdschlusskompensationssulen keine oder nur eine sehr kleine Verlagerungsspannung an und die umgesetzte zusätzliche Verlustleistung ist dementsprechend sehr klein.

Die übliche Auslegung von Erdschlusskompensationssulen im Erdschlussfall erfolgt üblicherweise für eine Betriebszeit von 2 Stunden. Eine thermische Signalisierung vor Ort und in die Netzleitstelle ist sinnvoll.

2. Nullimpedanz des angeschlossenen Transformators:

Die Nullimpedanz des Transformators liegt in Serie mit der Reaktanz der Löschspule, wodurch sich die Gesamtimpedanz im Nullsystem verändert. Bei der Auslegung von Transformatoren (Scheinleistung, Schaltgruppe) und Erdschlusskompensationsspulen ist deren Nullimpedanz zu berücksichtigen.

3. Übertragung des Nullsystems in andere Spannungsebene:

Wenn man - wie es in der 110-kV-Ebene Stand der Technik ist, die Erdschlusskompensationsspulen an den Transformatorsternpunkt anschließt, kommt es für den Fall, dass die zweite Wicklung dieses Transformators ebenfalls nullstrom-tragfähig gegen Erde geschaltet ist, aufgrund des transformatorischen Prinzips zu unerwünschten Nullstromflüssen in der anderen, galvanisch vom fehlerhaften Netz getrennten Spannungsebene. Dieses Phänomen bezeichnet man als „Erdschluss-Verschleppung“. Auf diesen Tatbestand ist beim Betrieb und der Aktivierung des Nullstrompfades von Netztransformatoren zu achten, da er eine Einschränkung der Freizügigkeit beim Schalten darstellt. Abhilfe gegen dieses Phänomen ist der Einbau von Nullpunktbildnern für das unterspannungsseitige Netz.

4. Verfügbarkeit der Erdschlussstrom-Kompensation/Löschung bei Ausfällen:

Dieser Punkt wird im vorstehenden Kapitel „Betriebliche Redundanzfragen der Anzahl der Erdschlusskompensationsspulen“ behandelt

5. Verfügbarkeit der Löschung bei Netzumschaltungen:

Wenn im Netz größere Umschaltungen erfolgen oder – wie es zur Erdschlusssuche üblich ist – gewisse Netzgebiete um verlagert / abgetrennt werden, muss auch für diese Teilnetze genügend Löschstrom in Form von entsprechenden Fix- oder Regelspulen vorhanden sein. Daher ist bei der Festlegung der Anzahl, der Stromeinspeisefähigkeit und der Positionierung im Netz auf die möglichen Normal-Schaltzustände, aber auch auf die Sonder-Schaltzustände Rücksicht zu nehmen.

6. Einfluss auf Schutzkonzepte (Trafoschutz):

Wegen der Veränderung der primär- und sekundärseitigen Stromflüsse durch die Anwesenheit von Erdschlusskompensationsspulen sind die Transformatorschutzkonzepte dafür auszulegen.

7.3 Zusatzkomponenten für Erdschlusskompensationsspulen

7.3.1 Erdschlusskompensationsregler

Um bei einer Veränderung der Netztopologie die E-Spule ehestmöglich auf das veränderte Netz nachzustimmen, ist ein automatischer Erdschlusskompensationsregler erforderlich. Es handelt sich hierbei um ein sekundärtechnisches Gerät, welches aufgrund gewisser Netzeigenschaften (Verlagerungsspannung, Nullströme, ...) den optimalen, vom jeweiligen Netzbetreiber vorzusehenden Verstimmungsgrad herstellt, damit im Erdschlussfall den entsprechenden Spulenstrom einspeist wird.

Der Erdschlusskompensationsregler stellt dabei die Induktivität der Erdschlusskompensationsspulen automatisch auf den aktuellen kapazitiven Erdschlussstrom des Netzes ein. In Zusammenarbeit mit Regelspulen dauert solch eine Nachstellung - je nach Ausnützung des gesamten Regelbereiches - einige 10 s.

7.3.2 Widerstand zur Wattreststromerhöhung

Um einen Erdschluss rasch beseitigen zu können, muss der fehlerbehaftete Abzweig schnell und sicher geortet werden können. Ein häufig angewendetes Verfahren zur Ortung von niederohmigen Erdschlüssen ist die Methode mittels wattmetrischer Erdschlussfall-Richtungsrelais. Zur Erhöhung der Ortungssicherheit ist es oft erforderlich, den Wattreststrom durch einen an die Leistungshilfswicklung der Löschspule angeschlossenen Belastungswiderstand zu erhöhen.

7.3.3 Elektronisch geregelte Zusatz-Stromeinspeisungen

Durch elektronisch geregelte Zusatz- Strom Einspeisungen die Funktionalität der Löschung steigern.

Wenn man, zum Beispiel über eine Hilfswicklung, einen netzfrequenten Hilfsstrom einspeist, deren Amplitude und Phasenlage so geregelt wird, dass er den Erdschlüsse Reststrom an der Fehlerstelle weiter reduziert, wird eine hocheffiziente Löschung bzw. Reduktion des Gefährdungspotenzials erzielt.

Bemerkung: nach heutigem Stand der Technik bleiben davon allerdings die Oberschwingungen unberührt.

Bei einem zweiten Verfahren wird ein nicht netzfrequente Hilfsstrom eingespeist, mit dessen Hilfe eine Kleinsignalverstimmung des Resonanzkreises Nullsystem erzeugt und ausgewertet wird. Auf die Art lassen sich die relevanten Komponenten des Nullsystems (Leiter-Erde-Kapazitäten, Induktivität der Serienschaltung von Löschspule und Einspeisungstransformator bzw. Sternpunktbildner, Verlustwiderstände) und damit die beiden Parameter Verstimmung ν und Dämpfung d ermitteln. Durch diese Information kann eine sehr präzise Regelung auch unter erschwerten Netzbedingungen erfolgen.

7.3.4 Überspannungsableiter

Die Aufgabe der Überspannungsableiter besteht in der Begrenzung transienter Schalt- und Blitzüberspannungen, welche sich besonders beim Übergang von Freileitungsstrecken auf Kabelstrecken hier wegen der Änderung des Wellenwiderstandes besonders gravierend auswirken können: speziell durch Teilverkabelungen erhöht sich die Zahl der im Netz eingesetzten Überspannungsableiter, was negative Auswirkungen auf die Netzzuverlässigkeit mit sich bringt.

Je nach Anwendungszweck und Betriebserfahrung werden folgende Überspannungsableiter eingesetzt:

- Metalloxid-Ableiter, bestehend aus nichtlinearen Widerständen aus ZnO, die ohne Funkenstrecke ständig mit einer Dauerspannung beaufschlagt werden können, ohne dass die Ableiter durch resistive (Leck-) Ströme thermisch überlastet werden. Das sind die Ableiter, die laut aktuellem Stand der Technik eingebaut werden.
- Ventil- oder Funkenstreckenableiter, bei denen in Reihe zur Funkenstrecke ein nichtlinearer Widerstand aus SiC geschaltet wird.
- Schutzfunkenstrecken, oft in Form von Lichtbogenarmaturen. Die Brennspannung ist sehr klein. Wird die Schutzfunkenstrecke parallel zur Löschspule geschaltet, dann wird beim Zünden der Funkenstrecke aus dem mit Erdschlusskompensation („gelöscht“) betriebenen Netz ein starr geerdetes Netz.

8 Lebensdauer von Kabeln (VPE) und Fragen der Erneuerung von Kabelstrecken

8.1 Allgemeines

Moderne 110-kV-Kabel verwenden vernetztes Polyethylen (VPE) als Isolationsmaterial.

Für die Bewertung der Lebensdauer von Kabelstrecken müssen deren wesentliche Komponenten berücksichtigt werden: dies sind neben dem Kabel als solches, sowie den Kabelgarnituren wie Verbindungsmuffen und Endverschlüsse die Verbindungsmuffen der einzelnen Teilstücke, Cross-Bonding-Kästen, Kabelschellen und Überspannungsableiter.

Wenn sich im Zuge einer Kabelstrecke eine deutliche Nichtverlässlichkeit, erkennbar an der Zunahme der Reparaturfälle, abzeichnet, ist eine Teilerneuerung oder eine Gesamterneuerung der Kabelstrecke erforderlich.

Die folgenden Betrachtungen gelten im Wesentlichen für verlegte Kabel, also der Kabelstrecke ohne Kabelgarnituren. Diese Aspekte treffen aber auch in gewissen Aspekten auf Muffen zu.

Die Alterung hängt im Wesentlichen von folgenden Faktoren ab:

- Aufbau
- Verlegung
- Betrieb

8.2 Alterungsmechanismen

Das Hauptproblem bei der Alterung ist der fortschreitende chemische Prozess der Umwandlung der Molekülstruktur: Entsprechend der aus einem einfachen Stossmodell für chemische Reaktionen abgeleiteten Arrhenius-Gleichung gilt:

$$t_E = t_Q \cdot e^{\frac{E_A}{R} \left(\frac{1}{T_E} - \frac{1}{T_Q} \right)} \quad (8.1)$$

t_E [a] ... Lebensdauer bei einer tatsächlichen Betriebstemperatur

t_Q [a] ... spezifizierte Lebensdauer bei der spezifizierten Betriebstemperatur

T_E ... (absolute) tatsächliche Betriebstemperatur

T_Q ... (absolute) spezifizierte Betriebstemperatur, z.B. 90° C = 363 K

E_A [J/mol] ... Aktivierungsenergie (Materialkonstante) bei

$R = 8,314 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$... universelle Gaskonstante.

Wie man zeigen kann, hängt die Lebensdauer bei einer gegebenen Einsatztemperatur stark von der Betriebstemperatur ab. Im gegenständlichen Fall gilt die Faustformel: Eine Erhöhung der Temperatur um 10 K halbiert die Lebensdauer bzw. - im Umkehrschluss –verdoppelt sich die Ausfallwahrscheinlichkeit.

Als maßgeblicher Faktor ist die Betriebstemperatur einzustufen. Sie hängt von den 3 oben angeführten Faktoren ab, welche im Folgenden erläutert werden.

8.3 Bedeutung des Kabelaufbaus für die Lebensdauer

Der Aufbau eines Kabels bzw. einer Muffe steuert die elektrische Belastung der Leiterisolation. Das hat auf die

Lebensdauer insofern einen Einfluss, als die überhöhten elektrischen Feldstärken bei allfälligen Produktionsfehlern rascher zu einer Zerstörung der Isolation führen.

Stark lebenszeitverkürzend ist ebenfalls das Eindringen von Feuchtigkeit in das isolierende Polyethylen, da es in der Folge zum Water Treeing („Wasserbäumchenbildung“) kommt. Dem Kabelmantel bzw. der Ausführungsform des Metallschirmes kommen somit eine bedeutsame Rolle zu: Wenn der Kabelmantel nicht wasserdampfdicht ist, wird Feuchtigkeit in das Innere des Kabels diffundieren. Durch eine mechanische Beschädigung des Kabelmantels, gelangt ebenfalls Wasser oder Feuchtigkeit in die Isolationsschicht und es entsteht Water Treeing. Als wirksame und verlässliche Gegenmaßnahme gegen das Eindringen von Wasser sollten Kabel bei einer Verwendung außerhalb von trockenen Bauwerken mit einem metallisch geschweißten Mantel, statt nur eines sogenannten Schichtenmantels, wo die Metallfolie an den Stoßstellen überlappend ausgeführt wird, verwendet werden⁶.

8.4 Bedeutung der Verlegung für die Lebensdauer

8.4.1 Lebensdauereinflüsse durch die Verlegung

Bei der Verlegung gibt es grundsätzlich drei verschiedene Möglichkeiten unter Berücksichtigung der Mindestverlegetiefen:

- Verlegung ohne mechanischen Schutz direkt in Erde
- Verlegung im Kunststoff-Rohr (1 Phase pro Rohr)
- Verlegung im Trog (besonders platzsparende Verlegevariante)

Die bekannte Verlegung in Erde hat den Vorteil, dass das Erdreich, solange es nicht ausgetrocknet ist (siehe Abschnitt „Betrieb“), die in der Berechnung angenommenen normalen Wärmeleit-Eigenschaften aufweist und damit die lt. Gleichung (8.1) erlaubte Betriebstemperatur für einen gegebenen Strom einhält.

Beim Design der Leitung wird die Übertragungsfähigkeit durch den Leiterquerschnitt, das Leitermaterial, den Abstand der Leiter zueinander, die Verlegetiefe und den Erdbodenwärmewiderstand definiert. Die maximale Übertragungsfähigkeit wird beim VPE-Kabel bei einer Leitertemperatur von 90°C erreicht. Wenn sich Parameter, die beim Design festgelegt waren, ändern, steigt oder fällt analog dazu die Leitertemperatur, und es kann zu einer Überschreitung der Leitertemperatur kommen. Um Reserven zu haben, wird eine konservative Auslegung der Leitung empfohlen.

Wegen leichter Tauschmöglichkeit und wegen der Aufteilung in kürzere Abschnitte (dadurch weniger

⁶ Hersteller haben mit dem Schichtenmantel eine Lösung gefunden, die bei vielen Ausführungen, speziell bei einer geringen Feuchtigkeitsbelastung, eine kostengünstige Variante darstellt. Eine Schwachstelle ist dabei allerdings die Überlappungsstelle der im Schichtenmantel verwendeten Alufolie (Folienstärke z.B. 0,15mm), die oft nur 1 cm beträgt und innen nicht speziell verklebt ist. Die äußere Verklebung der verwendeten Alufolie erfolgt nur mit dem PE-Mantel. Bei einer Mantelbeschädigung kann im ungünstigsten Fall Feuchtigkeit durch diesen Überlappungsspalt in den sensiblen Kabelaufbau eindringen. Viele Anwender sahen über viele Jahre im Schichtenmantel keine sichere Barriere gegen Feuchtigkeit und wählten daher einen Bleimantel, obwohl diese teurer ist.

Verkehrsbehinderung), wird zunehmend die Verlegung im Rohr im flachen Gelände angedacht.

Die schlechtere Wärmeabfuhr bei Rohrverlegung ist bei der Kabeldimensionierung zu berücksichtigen.

Außerdem bewegt sich infolge thermischer Kontraktionen bzw. Längenzunahme (thermodynamische Kräfte), aber vor allem bei Kurzschlüssen und bei allen Ein- und Ausschaltvorgängen das Kabel im Rohr. Es können nachteilige Kräfte (Druck / Torsion / Zug) an den Rohrenden auftreten. Kabelschellen fixieren das Kabel und wirken dämpfend entgegen. Hierzu fehlt jedoch noch die langfristige Erfahrung über die Auswirkungen der Kräfteverteilung. Bei einer Verlegung mit Niveauunterschieden wirkt sich die Verlegung im Rohr negativ aus, da das Kabel im Rohr zum tieferen Punkt hin abwandern möchte. Verbindungsmuffen der einzelnen Kabelstücke dürfen keinen Kräften vom Kabel ausgesetzt sein, welche sich auf die Leiterverbindung und den Aufbau der Verbindungsmuffe auswirken und die Lebensdauer negativ beeinflussen. Hinsichtlich der Erneuerung von Kabelstrecken allerdings ist die Verlegung im Rohr vorteilhaft, wenn genügend Reservelängen bei den Verbindungsmuffen eingeplant wurden. Es gibt bei der Verlegung im Rohr noch nicht genug Langzeiterfahrung bezüglich der Bewegungen des Kabels.

Wenn mit Beschädigungen, zum Beispiel durch Bauarbeiten, zu rechnen ist, hat sich die Verlegung im Trog (- ein Trog für alle drei Phasen-), der mit Kabelsand verfüllt wird, bewährt. Sie schützt weitgehend vor Beschädigungen außer bei Bohr- und Ramm-Arbeiten und weist zusätzlich das gute Kühlungsverhalten der Verlegung in Erde auf.

Ob eine Verlegung im öffentlichem Grund oder – „querfeldein“ – über Privatgrund erfolgt, hat oft einen Einfluss auf die Auswirkung von Störungen (Reparaturdauer). Dieser Aspekt wird in Kapitel 15 „Auffinden von Kabel- oder Muffenfehlern“ bzw. 14 „Störungsbehebung Zeit bis zur Inbetriebnahme“ abgehandelt.

8.4.2 Lebensdauereinflüsse durch Mantelfehler und Gegenmaßnahmen

Mantelfehler sind keine Fehler der Primärisolation, jedoch in ihrer Folge kommt es zum Eindringen von Feuchtigkeit in das Isoliermaterial (Polyethylen), und in weiterer Folge zu gefürchteten Bildung von Wasserbäumchen (Water trees), welche schlussendlich zur Zerstörung der Isolation führen und damit die Lebensdauer einer Kabelstrecke verkürzen. Daher ist die rasche Feststellung, Ortung und Reparatur solcher Mantelfehler für einen sicheren Betrieb zwingend notwendig.

Mantelfehler können durch Beschädigungen bei Arbeiten in der Nähe von Kabeln oder Rohren und bei Cross-Bonding-Verbindungen auftreten. Verlegefehler, sowie unbemerkte Produktionsfehler können auch Mantelfehler hervorrufen, die erst viele Jahre später auftreten.

Zur Verbesserung der Ortungsgenauigkeit, welche im Allgemeinen mit 1-2 % (fallweise auch mehr) der Crossbonding-Abschnittslänge veranschlagt werden kann, empfiehlt sich bei langen Kabelleitungen, welche aus mehreren einzelnen Kabelabschnitten bestehen, der Einsatz von zusätzlichen Kabelüberführungsanlagen mit Freiluftendverschlüssen zur Auftrennung der Leiterlängen.

8.5 Bedeutung des Kabelbetriebes für die Lebensdauer

8.5.1 Übertemperatur

Abgeleitet aus Kapitel 8.2 ist eine sorgfältige und weit vorausschauende Netzplanung sowie ein konstantes Lastmonitoring notwendig, um einen Überlastbetrieb auszuschließen. Sollten trotzdem, zum Beispiel durch

störungsbedingte Ausfallzustände wie länger dauernde Reparaturen, Überlastzustände auftreten, verkürzt sich die Lebensdauer empfindlich (s. Gleichung 8.1).

8.5.2 Überspannungen

Durch atmosphärische Einflüsse, sowie unkompenzierte Kabelkapazitäten und nicht ausreichend untersuchte Einschwingvorgänge können Überspannungen auftreten, die die Lebensdauer der Kabelanlage beeinflussen.

Hier sind sorgfältige Analysen der möglichen Überspannungen für die entsprechende Auslegung der Überspannungsableiter erforderlich.

8.5.3 Eindringen von Wasser

Um die Auswirkungen des oben beschriebenen Eindringens von Feuchtigkeit/Wasser in das isolierende Polyethylen durch ungemeldetes Fremdverschulden möglichst zu unterdrücken, sind betriebsmäßig regelmäßige Mantelprüfungen, zum Beispiel alle 2 Jahre, als Bestandteil eines Betreiberstandards von Kabeln vorzusehen.

8.5.4 Trasseninspektion

Als zusätzliche Präventivmaßnahme ist eine regelmäßige und in kurzen Abständen durchgeführte Trasseninspektion zu empfehlen. So kann eine rasche Feststellung von Beschädigungen oder Überbauungen durch Dritte gewährleistet werden. Mögliche Folgeschäden, wie nachteilig auswirkende Kurzschlüsse an der Kabelanlage oder notwendiger Einbau von Muffen, können reduziert werden. Zusätzliche Muffen reduzieren die Gesamtlebensdauer, wie aus den laufenden Erfahrungen abgeleitet werden kann.

Es wird weiters empfohlen, dass bei Verlegung im öffentlichen Gut per Verordnung, Verlautbarung oder Gesetz Baufirmen rechtlich verbindlich verpflichtet werden, Einbautenpläne zu erheben oder den Netzbetreiber zu kontaktieren.

Eine Option ist neuerdings die Verwendung eines mitgeführten Lichtwellenleiters (LWL) zur Temperaturmessung und als Unterstützung für die Abschätzung hinsichtlich des möglichen Überlastvermögens. Eine Verwendung zur Erschütterungserkennung erfolgte schon von den USA im Golfkrieg und verhindert mutmaßlich keine Beschädigungen, hilft aber vielleicht, den Beschädiger noch anzutreffen und wegen der Haftung zu identifizieren. Die Verwendung eines mitgeführten Lichtwellenleiters zur Fehlerfeststellung ist aber sonst nirgends bekannt und damit nicht als Stand der Technik für 110-kV-Kabel zu klassieren (s. Kapitel 1.2).

8.6 Offizielle Festlegungen und vertragliche Regelungen betreffend der Lebensdauer

Es ist heute bei Ausschreibungen üblich, eine Lebensdauer von 40 Jahren einzufordern.

Die derzeitigen Abschreibungsdauern sind an die bisherigen guten Erfahrungen der früher eingebauten Papier-Öl-Kabel mit Bleimantel hinsichtlich deren Lebensdauer (Richtwert 50+ Jahre) angelehnt und betragen typischerweise 33 Jahre.

Wie aus den vorstehenden Ausführungen hinsichtlich Kabelaufbau und Verlegung ersichtlich ist, ist ein wesentlicher Faktor für die Lebensdauer einer Strecke die Qualitätssicherung beim Bestellvorgang der Kabelanlage, der

geforderte Kabelaufbau, des Materials und eine bestandene Typprüfung aller verwendeten Komponenten.

Dieser nichttechnische Parameter wird durch die Einbindung von qualifiziertem Fachpersonal oder Dritten sichergestellt und ist den Betrachtungen unbedingt zugrunde zu legen.

8.7 Bisherige Erfahrungen

Seit den 80-er Jahren des vorigen Jahrhunderts werden 110-kV-Kabel mit vernetztem Polyethylen (VPE) eingesetzt, sodass der Erfahrungszeitraum maximal 40 Jahre umfasst.

Bisher sind die Erfahrungen mit 110-kV-Kabeln mit VPE als Isolationsmaterial positiv, wenn man von Anlagen absieht, die deutlich vor dem obigen Zeitraum durch Produktionsfehler, Planungsfehler, Betriebsfehler und Verlegefehler defekt geworden sind. Wenn diese Fehler – die oft nur sehr schwer zu erkennen und nachzuweisen sind -nicht nachhaltig beseitigt werden, stellt auch eine Reparatur keine nachhaltige Maßnahme dar, um die Betriebsdauer des eingesetzten Kabels zu verlängern.

Es gibt auch nach Expertenmeinung bisher keine verlässlichen Überprüfungsverfahren außer einer periodischen Teilentladungsmessung und damit einhergehend einer Temperatur-Vergleichsmessung der Endverschlüsse, welche auf ein nahendes Ende der Betriebsdauer hinweisen würde, wobei stets davon auszugehen ist, dass keine Überhitzung stattfindet.

Seitens der internationalen technisch-wissenschaftlichen Organisation für den Informationsaustausch von Fachleuten im Bereich der elektrischen Energieübertragung und Energieversorgung „Conseil International des Grands Réseaux Électriques“ (CIGRÉ) wird im Komitee CIGRE SC B1 in verschiedenen Arbeitsgruppen versucht, aktuelle Kabelthemen wie Restlebensdauer oder Ertüchtigung von Systemen zu behandeln. Die Beiträge sind aber weniger praxisbezogen, sondern ohne Bewertung aufgezählt und damit bleibt die Ausführungswahl dem Anwender überlassen.

Wegen des grundsätzlichen Mangels an belastbaren Erfahrungen hinsichtlich des Alterungsverhaltens kann nur unter Berücksichtigung der oben angeführten Tatsachen auf Schätzungen zurückgegriffen werden. Diese bewegen sich für die Lebensdauer der VPE-Isolation im Bereich von 40-50 Jahren, wobei vorsichtige Annahmen auch von einer Lebensdauer von lediglich 30 Jahren ausgehen. Es gibt aber auch Anlagen, die bereits nach wenig mehr als zehn Jahren erneuert werden mussten, was als Ausnahme zu werten ist.

9 Aufrechterhaltung der bisher durch 2-systemige Freileitungen gegebenen (n-1)-Sicherheit durch mehrsystemige Kabel-Verbindungen

9.1 Erweiterte Redundanzbetrachtung für Anspeisungen großer Verbraucherkollektive

Unter einem großen Verbraucherkollektiv wird in der Folge eine Stadt, Region, großer Wirtschaftsstandort, etc. verstanden.

Wie bereits in Kapitel 5 („Notwendigkeit der Errichtung von zusätzlichen Einspeisestellen des übergeordneten Netzes“) aufgezeigt wurde, ist die Analyse mittels des deterministischen Verfahrens der (n-1)-Sicherheit eine bewährte Methode zur Untersuchung der Zuverlässigkeit in Netzen mit einer Spannung ≥ 110 kV. Ein Netz genügt dann diesem Kriterium, wenn es durch den Ausfall eines Betriebsmittels („erster Fehler“), zu keiner Störungsausweitung kommt und alle Netzgebiete, ohne Versorgungsunterbrechung eines Kunden oder Verletzung des zulässigen Spannungsbandes, weiterhin versorgt werden können.

Bei dieser Betrachtungsweise wird auf die Problematik der fallweise schlagend werdenden Fehlerkriterien

- Doppel- / Mehrfachfehler (gleichzeitiger Fehlereintritt am gleichen oder jeweils verschiedenen Fehlerorten)
- Dauer des kritischen Fehlerzustandes

nicht eingegangen.

Grundsätzlich kann aber ein weiterer Fehler nicht ausgeschlossen werden, bei welchem dann das (n-1)-Prinzip verletzt wird. Wenn ein weiterer Fehler während der Ertüchtigungsdauer eines bereits ausgefallenen Elementes berücksichtigt wird, sind stochastische Methoden heranzuziehen. Mit diesen lässt sich das sog. „Restrisiko“ bestimmen.

Am Ende der Bewertung des mit statistischen Mitteln (Mathematik, Störungs- und Verfügbarkeitsstatistiken, usw.) bestimmbaren Restrisikos steht stets die Problematik der Festlegung eines Grenzwertes. Da im Betrieb elektrischer Netze das Restrisiko nicht normativ festgelegt ist, fallen diesbezügliche Handlungsvorschriften in den Verantwortungsbereich der einzelnen Unternehmen.

Erfahrungsgemäß ist aus betrieblicher Sicht weniger die in Bruchteilen von Prozent angegebene Nichtverlässlichkeit, sondern die Häufigkeit für solche Ereignisse (Störung pro Jahr) bzw. deren Kehrwert, die mittlere statistisch störungsfreie Zeit, interessant.

Bei Mehrfachfehlern kann es entscheidend sein, ob die Einspeisung des Verbraucherkollektivs „im Ring“ oder „im Stich“ erfolgt: Unter der Einspeisung „im Ring“ wird eine Netztopologie verstanden, in der die Energieversorgung für das Verbraucherkollektiv über zwei räumlich getrennte, unabhängige Leitungsverbindungen aus zwei verschiedene Gegenstationen, aber mit nur jeweils einem einzigen Leitungssystem möglich ist. Im Gegensatz dazu erfolgt die Versorgung „im Stich“ über die gleiche Trasse.

9.2 Anwendung der erweiterten Redundanzbetrachtung auf Freileitungs- bzw.- Kabelverbindungen

Wenn die Erweiterung der Netz-Zuverlässigkeitsbewertung auf die Thematik der Aufrechterhaltung der bisher durch 2-systemige Freileitungen gegebenen (n-1)-Sicherheit durch mehrsystemige Kabel-Verbindungen eingesetzt wird, führt die Analyse der oben angeführten drei Fehlerkriterien für Freileitungsverbindungen bzw. Kabelverbindungen zu verschiedenen Konsequenzen.

Bei Gewittern kommt es in der 110-kV-Ebene fallweise bei den oft verwendeten Doppelleitungen zum gleichzeitigen Ausfall der beiden auf einem gemeinsamen Gestänge geführten Freileitungsverbindungen durch den sog. rückwärtigen Überschlag. Auch der sehr seltene Mastumbruch führt zu solch einem gleichzeitigen Ausfall beider Leitungssysteme.

Ferner ist es eine Tatsache, dass in mit Erdschlusskompensation betriebenen („gelöschten“) Netzen beim häufigsten aller Fehler, dem Leiter-Erde-Fehler (Erdschluss) die resultierenden Spannungsanhebungen in den „gesunden“ Phasen an anderen Punkten im Netz (Isolationsschwachstellen) oder Auslöser neuer Fehler, die in absehbarer Zeit auftreten können) zu einem oder weiteren erdschlussbedingten Isolationsverlusten und damit Doppelfehlern führen, welche in der Folge von den Schutzzeineinrichtungen rasch (i.d.R. maximal 0,5 s) abgeschaltet werden. Diese Art der Fehlerfortpflanzung gibt es sowohl bei Freileitungs- als auch bei Kabelverbindungen.

9.3 Dauer des kritischen Fehlerzustandes beim Fehlerfall „rückwärtiger Überschlag“ bzw. Mastumbruch

Bei einem rückwärtigen Überschlag erfolgt in der Regel durch den selektiven Leitungsschutz eine automatische Wiedereinschaltung (AWE). Da dann davon auszugehen ist, dass beim Fehlerbild „atmosphärische Entladung“, d.h. Blitz, keine kritische Beschädigung an Leiterseilen oder Armaturen auftritt, beträgt die Erfolgsquote der automatischen Wiedereinschaltung de facto 100 %. In diesem Fall dauert bei einer einfachen Paralleleinspeisung der vorübergehende Spannungszug ca. 1 s. Diese Aussage trifft für beide Versorgungstopologien („im Ring“ oder „im Stich“) zu.

Bei einer Freileitungsverbindung mit einem Kabelanteil sollte die AWE nur dann zur Anwendung kommen, wenn die Schutzzeineinrichtungen den Fehler im Freileitungsteil feststellen konnten.

Ein Mastumbruch muss i.d.R. durch das Errichten von Behelfsmasten behoben werden. Sofern das dafür vorhandene Material vorhanden ist, kann man für den Funktionsausfall der Doppelleitung mit einer Dauer von 24 - 36 Stunden rechnen.

Bei der Versorgungstopologie „im Ring“ übernimmt in diesem Fall die zweite räumlich getrennte und aus einer anderen Gegenstationen gespeisten, unabhängige Leitungsverbindung die Energieübertragung.

Bei der Versorgungstopologie „im Stich“ ist der Funktionsausfall der Doppelleitung gleichbedeutend mit dem Ausfall der Vollversorgung. Als Notfall-Überbrückungsmaßnahme ist aber davon auszugehen, dass zumindest eine Teilversorgung – wie beim Mastumbruch und damit dem Ausfall beider Systeme - möglich ist, d.h. eine Versorgung erfolgt in diesem Fall aus benachbarten Umspannwerken innerhalb der unterlagerten Spannungsebenen.

Dezentrale Erzeugungsanlagen, deren Engpassleistung in dieser Situation Abhilfe schaffen sollte, können nach dem heutigen Stand der Technik keine gesicherte Versorgung bieten.

9.4 Dauer des kritischen Fehlerzustandes beim Fehlerfall „erdschlussbedingter Isolationsverlust“

Vorbemerkung: Die nachstehenden Betrachtungen sind allgemeiner Natur und beziehen sich auf ($n-1$)-sichere Netze. Es werden nur solche Doppelfehler betrachtet, die das ($n-1$)-Prinzip verletzen.

9.4.1 Freileitungsnetze

Die Auswirkung auf die Versorgungssicherheit der Verbraucher beim erdschlussbedingten Isolationsverlust hängt wie im Folgenden beschrieben, vom Fehlerbild ab.

Bemerkung: Bei den ausgewählten Szenarien werden nur realistische Fälle betrachtet. So können z.B. beide Systeme einer Doppelleitung durch den rückwärtigen Überschlag am (am gleichen) Masten ausfallen.

- Wenn der „zweite Fehler“ in Freileitungsnetzen in einer Doppelleitung, welche die Netznutzer „im Stich“ versorgt, auf der laufenden Strecke eintritt, kommt es auf jeder der davon betroffenen Leitungen zu einer automatischen Wiedereinschaltung (AWE, siehe oben) und damit zu einem vorübergehenden Spannungsentzug ca. 1 s.
- Wenn der „zweite Fehler“ in Freileitungsnetzen auf einer Doppelleitung als störsstatistisch seltener Freileitungs-Armaturenfehler (z.B. Spannungswandler, Überspannungsableiter, ...) auftritt, wird der „erste Fehler“ zwar durch die automatische Wiedereinschaltung behoben. Die zweite Leitung muss aber abgeschaltet bleiben, bis das Bauteil getauscht ist. Hier ist mit einer Dauer von 24 Stunden rechnen.

Durch die AWE kann davon ausgegangen werden, dass nach einer erfolgreichen automatischen Wiedereinschaltung (AWE) der ersten Freileitungsverbindung die reguläre Versorgung innerhalb 1 s wiederhergestellt ist.

Diese Aussage trifft für beide Versorgungstopologien („im Ring“ oder „im Stich“) hinzu.

9.4.2 Kabelnetze

Wenn der „zweite Fehler“ in Kabelnetzen bei einem für die Versorgung notwendigen Doppelkabel oder - bei Ringspeisung- im zweiten Teil des Ringes auftritt, muss die Reparatur zumindest einer Kabelstrecke abgewartet werden, bis die reguläre Versorgung wiederhergestellt ist.

Als Notfall-Überbrückungsmaßnahme ist aber davon auszugehen, dass in vielen Fällen zumindest eine Teilversorgung – wie beim Mastumbruch in Freileitungsnetzen - möglich ist, d.h. eine Versorgung erfolgt in diesem Fall aus benachbarten Umspannwerken innerhalb der unterlagerten Spannungsebenen.

9.5 Restrisiko einer Versorgungsunterbrechung bei Doppel- / Mehrfachfehlern

Eine stochastische Betrachtung des Restrisikos für den Fall, dass während der Zeitspanne zwischen Ausfall einer Kabelstrecke und deren Ertüchtigung (Reparatur bzw. Ersatz) ein weiterer Ausfall einer Kabelstrecke zu berücksichtigen ist, wird im Folgenden skizziert:

Bemerkung: die Darstellung entspricht dem Illustrationsbeispiel von Kapitel 6.

Entsprechend den Gesetzen der Stochastik gilt für den Fall unabhängiger Ausfälle von zwei unabhängigen Kabelstrecken

$$H_{\text{Ausfall von 2 Strecken}} = H_{\text{Ausfall 2.Strecke}} \cdot NV_{\text{Netzschwächung}} \quad (9.1)$$

Dabei bezeichnet

$H_{\text{Ausfall von 2 Strecken}}$... Häufigkeit für den Ausfall einer 2. versorgungswichtigen Kabelstrecke während der Ertüchtigungsphase der 1. ausgefallenen Kabelstrecke

$H_{\text{Ausfall 2.Kabelstrecke}}$... Häufigkeit für den Ausfall einer 2. Kabelstrecke während der Ertüchtigungsphase der 1. ausgefallenen Kabelstrecke

$NV_{\text{Netzschwächung}}$... Wahrscheinlichkeit für den (bereits) geschwächten Netzzustand durch den Ausfall der 1. Kabelstrecke.

Diese bestimmt sich wie folgt:

$$NV_{\text{Netzschwächung}} = H_{\text{Ausfall 1.Kabelstrecke}} \cdot T_{\text{Ausfall 1.Kabelstrecke}} \quad (9.2)$$

$T_{\text{Ausfall 1. Kabelstrecke}}$... Ausfallsdauer/Reparaturdauer der 1. ausgefallenen Kabelstrecke.

10 Erfordernis und technische Konzeption der Einbindung von Trenntransformatoren

10.1 Begriffsdefinition

Unter Trenntransformatoren werden in dieser Analyse Transformatoren verstanden, welche die Aufgabe haben, eine oder mehrere Kabelstrecken bezüglich ihrer Auswirkung auf das Erdschlussgeschehen gezielt aus dem Netzverband zu lösen. Das geschieht durch die Herausfilterung und Unterdrückung des sogenannten Nullsystems durch entsprechende Schaltgruppen der Trenntransformatoren.

10.2 Grundsätzliche Anforderung an Trenntransformatoren

Damit neu zu schaffende 110-kV-Kabelstrecken im Erdschlussfall keinen zusätzlichen kapazitiven Strom im Nullsystem einspeisen, kann man die Übertragung des Nullsystems durch Trenntransformatoren unterdrücken.

In der Regel sind Trenntransformatoren zu beiden Seiten einer oder mehrerer in einem kleinen Netzverbund galvanisch miteinander verbundener Kabelstrecken anzuordnen. Eine Ausnahme ist eine in den allgemeinen österreichischen 110-kV-Netzen eher unübliche Stichanspeisung eines zur allgemeinen Versorgung dienenden Umspannwerks: hier genügt die Installation von Trenntransformatoren auf der einspeisenden Seite.

Die Schaltgruppen der Trenntransformatoren sind so zu wählen, dass sie das Nullsystem der einen Netzseite nicht auf die andere übertragen. Das wird sichergestellt, in dem eine im Erdfehlerfall wirksame Stern-Dreieck-Kombination vorhanden ist. Typische Schaltgruppen dafür sind YNYNd, grundsätzlich denkbar sind auch Schaltgruppen der Type YND auf der einen Seite der Kabelstrecke bzw. DYN auf deren anderen Seite.

Inwieweit ein belastbarer Sternpunkt der Trenntransformatoren, z.B. für den Anschluss einer Erdschlusskompensationseinrichtung der herauszutrennenden Kabelstrecke oder eines Sternpunktswiderstandes notwendig ist, hängt von der geplanten Sternpunktbehandlung dieser Kabelstrecke ab. Hier ist individuelles Netzengineering erforderlich, welches die entsprechenden Ausbauentscheidungen zwischen singulärer Kostenoptimierung und aufwändigeren, leicht generalisierbaren Gesamtlösungen zu treffen hat.

Aus Redundanzgründen ist auch bei Trenntransformatoren das $(n-1)$ -Prinzip einzuhalten. Ob allerdings beide Transformatoren stets parallel eingeschaltet sind oder nicht, muss aufgrund der Tatsache entschieden werden, dass Trenntransformatoren bereits im Leerlauf durch die Wirbelstrom- und Hystereseverluste zu den Netzverlusten beitragen. Diese steigen bei Durchströmung weiter an. In Hinblick auf das Ziel, Netzverluste möglichst gering zu halten, ist bei der Auslegung der Transformatoren ein lastgangbedingter Kompromiss zwischen Anschaffungskosten und den verlustbedingten Betriebskosten zu finden. Gerade für die Leerlaufverluste hat die Entscheidung bezüglich der Betriebsweise „dauernder Parallelbetrieb“ vs. „Cold Standby“ mit automatischer Aktivierung des Reservetransformators im Falle einer Differentialschutzauslösung des betriebsführenden Transformators entscheidende Auswirkungen.

Das jeweilige Optimum kann unter Heranziehung einer Risikoanalyse bestimmt werden.

Eine weitere, derzeit in der Erprobungsphase befindliche Möglichkeit zur Nullstromunterdrückung ist der Einbau einer relativ kostengünstigeren Nullstromdrossel. Dieses Verfahren ist allerdings nicht Stand der Technik.

10.3 Grundsätzliche Anforderungen an den Netzabschnitt: Trenntransformator – Kabelleitung - Trenntransformator

Für den Netzteil mit einer Kombination von Trenntransformator – Kabelleitung – Trenntransformator gelten, schon allein aus Gründen der Netzsystematik, die gleichen Kriterien wie in Kapitel 5 beschrieben:

- Lastflusssituation
- Kurzschlussverhältnisse
- Erdschlussverhältnisse
- Versorgungssicherheit
- Power Quality

Daher ist für solch eine Lösung (Trenntransformator – Kabelleitung – Trenntransformator) individuell auf jeden Fall zu prüfen, ob alle dieser Kriterien eingehalten werden. Andernfalls sind entsprechende Gegenmaßnahmen zu treffen.

Beim Lastfluss kann es wegen der kleineren Impedanz einer Kabelstrecke zu verstärkter Strombelastung im umgebenden Netzteil kommen. Diesem Effekt steht allerdings die Erhöhung der Gesamtimpedanz zwischen den beiden Netz-Endknoten entgegen, da sich hier die Impedanz der Kabelstrecke um die Impedanzen der Trenntransformatoren erhöht. Unter Umständen kann hier mittels schrägregelnden Trenntransformatoren in einem gewissen Rahmen Abhilfe geschaffen werden

Ob in diesem Sinne entsprechende Maßnahmen zu treffen sind oder nicht, muss im Anlassfall individuell bestimmt werden und ist im Sinne des Kapitels 1.2 nicht Gegenstand des Gutachtens.

Hinsichtlich der Kurzschlussverhältnisse gelten die zuvor beschriebenen Verhältnisse: Bei den zu erwartenden Kabellängen und der bestimmten Nennscheinleistung der Trenntransformatoren sinkt die Kurzschlussleistung in der Umgebung der mittels Trenntransformatoren abgeblockten Kabelstrecke. Auch in diesem Fall sind situationspezifische Analysen erforderlich, um die konkreten Auswirkungen auf die Schutzeinrichtungen vorherzusagen. Gegebenenfalls ist das sichere Anregeverhalten der Leitungs-Schutzeinrichtungen durch die Aktivierung der Weak Infeed-Funktionalität beim Distanzschutz bzw. der Übergang zu Vollselektiv-Schutzeinrichtungen wie Differenzialschutzeinrichtungen erforderlich, was bereits heute als Schutz-Standard bei 110-kV-Kabelstrecken anzusehen ist)

Fragen der Power Quality sind auch bei jeder konkreten Planung zu beachten. Inwieweit sich durch den Einbau von Querkapazitäten unerwartete Resonanzverhältnisse ergeben, kann im Rahmen dieser Übersichts-Analyse nicht beschrieben werden.

11 Erfordernis und technische Konzeption von Blindstromkompensation (Drosseln)

Die Blindleistungsbilanz eines Netzes hat einen signifikanten Einfluss auf das Spannungsniveau und die Netzverluste. Ein Blindleistungsüberschuss (kapazitives Verhalten) führt durch Spannungsabfälle an den Netzreaktanzen generell zu einer Spannungserhöhung, ein Blindleistungsdefizit führt zu einer Spannungsabsenkung. Die aus einem Blindleistungstransport resultierenden Blindströme verursachen zusätzliche Verluste im Netz. Weiters ist der Blindleistungsausgleich über das überlagerte Netz im Demand Connection Code (DCC) geregelt bzw. limitiert.

Die Blindleistungsbilanz wird aus

- dem Blindleistungsbedarf der Verbraucher (unterlagerte Netze),
- der Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen (übererregter/untererregter Betrieb) und
- dem belastungs-/spannungsabhängigen Blindleistungsbedarf der Netzbetriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren (übernatürliche/unternatürliche Belastung). Auch stationäre Kondensatorbatterien oder Drosseln können einen Beitrag zum Blindleistungshaushalt liefern.

gebildet.

Der Blindleistungsbedarf der unterlagerten Netze hat sich in den letzten Jahren, speziell in lastarmen Zeiten, in Richtung eines kapazitiven Verhaltens (Blindleistungsüberschuss) geändert. Einerseits sinkt der Blindleistungsbedarf von Verbrauchern, da speziell im Antriebsbereich leistungselektronisch drehzahlgeregelte Antriebe mit Leistungsfaktorkorrektur die klassischen direkt angeschlossenen Asynchronmotoren verdrängen, andererseits weisen durch die zunehmende Verkabelung die Nieder- und Mittelspannungsnetze ein kapazitives Verhalten auf [1]. Ungeachtet dessen speisen nach wie vor zahlreiche Kraftwerke in den Verteilnetzen Blindleistung ein.

Im 110-kV-Netz hat die Netzauslastung einen großen Einfluss auf die Blindleistungsbilanz. Leitungen, die unternatürlich betrieben werden (d.h. mit einer Leistung belastet sind, die unter der natürlichen Leistung der Leitung liegt), erzeugen Blindleistung (kapazitives Verhalten) Leitungen, die übernatürlich betrieben werden, verbrauchen Blindleistung. Die natürliche Leistung hängt im Wesentlichen von der Leitungsinduktivität, der Leitungskapazität und der Nennspannung ab. Aufgrund des Aufbaus weisen Kabel im Vergleich zu Freileitungen eine um den Faktor 5...7 höhere natürliche Leistung auf. Da diese über der maximalen thermischen Übertragungsleistung der Kabel liegt, können Kabel nur unternatürlich betrieben werden. Kabel wirken also immer als Blindleistungserzeuger im Netz.

Ein weiterer Blindleistungsverbraucher sind die Hauptumspanner zwischen dem Übertragungsnetz und dem 110-kV-Netz sowie die Regelumspanner zwischen dem 110-kV-Netz und den unterlagerten Mittelspannungsnetzen. Bei voller Auslastung liegt der Blindleistungsbedarf zwischen 10% (Regelumspanner) und 20% (Hauptumspanner) der Umspanner-Nennscheinleistung. Im Teillastbetrieb geht der Blindleistungsbedarf quadratisch mit der Auslastung zurück.

Um daraus resultierende Spannungsprobleme zu verhindern, ist bei steigendem Kabelanteil im 110-kV-Netz eine Blindleistungskompensation unumgänglich. Dies wird über Blindleistungskompensationsdrosseln bewerkstelligt, die üblicherweise permanent zugeschaltet sind. Kompensationsdrosselspulen sind zwischen Leiter und Erde angeordnet. Ihr Installationsort befindet sich üblicherweise am Anfang oder Ende einer langen Überlandleitung oder Kabelverbindung oder in zentralen Umspannwerken.

Es gibt zwei Ausführungsformen von Drosseln:

- Trockentyp
 - Drossel mit luftspaltbehaftetem Eisenkern
 - Kernlose Drossel
- Öldrossel

Der Trockentyp wird hauptsächlich an die Tertiärwicklung von Transformatoren zugeschaltet, da hier die Spannungsfestigkeit bis ca. 34,5 kV ausreicht. Ölisolierte Drosseln werden für höhere Spannungsniveaus eingesetzt.

Typische Bemessungsleistungen von Kompensationsdrosseln im 110-kV-Netz mit hohem Kabelanteil (städtische Netze) liegen zwischen 40 MVar und 50 MVar. Bei einer Ladeleistung eines typischen 110-kV-Kabels von 0,75 MVar/ km können mit einer Drossel ca. 50-70 km Kabel kompensiert werden. Ein wesentliches Kriterium für die Bemessungsleistung der Drossel ist unter anderem die Spannungsänderung, die bei dem Ein- bzw. Ausschalten der Drossel hervorgerufen wird.

Berücksichtigt man die Begrenzung des Erdschlussstromes, wie in Kapitel 4 dargestellt, ergibt sich eine Gruppengröße (Teilnetzgröße) mit maximal 90 km Kabellänge. Um die daraus resultierende Blindleistung zu kompensieren, wären also zumindest zwei Blindleistungskompensationsdrosselspulen je Teilnetz erforderlich.

Ob im Falle des grundsätzlich möglichen Mehrfachausfalls statt der im Netzbetrieb üblichen ($n-1$)-Sicherheit eine erhöhte Sicherheit durch Installation einer weiteren Blindleistungskompensationsdrosselspule erfolgen soll oder nicht, ist in Analogie zu den in Kapitel 6 („Betriebliche Redundanzfragen der Anzahl der Erdschlusskompensationsspulen“^[1]) beschriebenen Kriterien zu entscheiden.

Hinsichtlich der Schärfe der Anforderungen ist insofern ein Unterschied gegeben, als Erdschlusskompensationsspulen wegen der Steuerung des Reststromes für die Personensicherheit des Netzbetriebes relevant sind, während die Auswirkungen eines überproportionalen Ausfalls von Blindleistungskompensationsdrosselspulen anders zu bewerten sind.

[1] Groiss, Grubinger, Schwalbe: Blindleistungsbilanz im Salzburger Verteilnetz, EnInnov2018, 14.-16.2.2028, Graz

12 Querschnittsänderung und Systemlängenzunahme (Trassenlängenzunahme)

12.1 Querschnittsänderung

Die Querschnittsfestlegung hat bei sorgfältiger, weit vorausschauender Netzplanung vor allem die Lastflusssituation zu berücksichtigen.

Entsprechend der Lebenserwartung zu planender Kabelstrecken wird auf Kapitel 8 („Lebensdauer von Kabeln (VPE) und Fragen der Erneuerung von Kabelstrecken“) verwiesen.

Um die Transportkapazität von Freileitungssystemen zu erhöhen, besteht unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit, Hochtemperaturseile aufzulegen. Querschnittsstärkere Seile bedingen in der Regel einen kompletten Neubau der Leitung wegen des statischen Verstärkungsbedarfs an den Tragwerken und Fundamenten. Die Erhöhung der Transportkapazität einer Kabelstrecke allerdings erfordert je nach Verlegungsart einen mehr oder weniger großen Aufwand: bei Erdverlegung ist eine Kapazitätsverstärkung gleichbedeutend mit einer Neulegung, wohingegen bei einer Rohrverlegung der Kabeltausch grundsätzlich mit weniger Aufwand verbunden ist, sofern der Rohrdurchmesser bereits auf den größeren Kabelquerschnitt abgestimmt war. Eine Querschnittserhöhung kann Abschnittsweise über mehrere Jahre auf einer anderen Trasse erfolgen.

Die Örtlichkeit der Muffen sollte beim Einfügen neuer Kabelstücke beibehalten werden, um die alten, zu muffenden Kabeln nicht umlegen zu müssen. Man sollte hier jede Lageveränderung, wenn nicht zwingend notwendig, vermeiden. Spezialmuffen können auch unterschiedliche Querschnitte miteinander verbinden.

Aus diesem Grund basiert die Festlegung des Querschnitts auf Grund fundierter Strombedarfsprognosen (Lastentwicklung einer Stadt oder Region unter den Aspekten der Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung), um weder eine bei Beschaffung und Verlegung kostspielige Überdimensionierung noch eine hinsichtlich der Nachrüstung komplexe Unterdimensionierung auszulösen.

Wenn die zu transportierende Leistung aufgrund der obigen Überlegungen bestimmt ist, erfolgt die definitive Querschnittsfestlegung unter Berücksichtigung der Faktoren

- Verlegeart (Verlegung in Erde vs. Verlegung im Rohr)
- Bodenbeschaffenheit,
- Topographie der geplanten Kabeltrasse
- Anzahl der Cross-Bonding Abschnitte und damit der Verlegelängen
- Stromwärmeverluste
- Regelquerschnitte wegen der Ersatzteilkhaltung
- Höherer Querschnitt versus Doppelsystem
- Leiter aus Kupfer oder Aluminium
- Kompensation der Kabelkapazität

12.2 Systemlängenzunahme (Trassenlängenzunahme)

Die Abschätzung einer allfälligen Systemlängenzunahme (Trassenlängenzunahme) hängt von der ebenfalls in den Kapiteln 8 („Lebensdauer von Kabeln (VPE) und Fragen der Erneuerung von Kabelstrecken“) und den Kapiteln 14 „Auffinden von Kabel- oder Muffenfehlern“ bzw. 15 „Störungsbehebung Zeit bis zur Inbetriebnahme“ erörterten Verlegeart ab:

Wenn die Verlegung im öffentlichem Grund erfolgt, wird sich zwangsläufig die Trassenlänge vergrößern, weil entsprechend der bisherigen Praxis - unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten – bisherige Freileitungen über längere Strecken gradlinig über öffentlichen Grund verlaufen.

Wenn hingegen „querfeldein“, also über Privatgrund verlegt wird, verändert sich - je nach lokalen Gegebenheiten – die Trassenlänge zwar auch, aber mit wesentlich kleinerer Längenzunahme. Allerdings stehen der Vermeidung einer Trassenverlängerung bei Verlegung im privaten Grund andere Nachteile gegenüber (s.o.). Die rechtliche Komponente bezüglich Schadenersatzes bei Fremdverschulden bei Verlegung im Privatgrund sollte ausführlich behandelt werden, wobei die Kompensation der Reparaturkosten durch Versicherungen des Verursachers bei Eingeständnis eines Verschuldens gedeckt sein könnte. Oft wird der Ausfall des Energietransportes über die Reparaturzeit aber als Folgekosten angesehen und daher von der Versicherung nicht gedeckt.

Bei der konkreten Bestimmung eines Umwegfaktors ist somit auf die Zugänglichkeit und Geographie/Geologie der Trasse Rücksicht zu nehmen, wobei hier große Steigungen besondere Anforderungen oder Sonderbauwerke notwendig machen. Eine Verlegung im Rohr wird unter diesen Bedingungen nicht möglich sein. In diesem Fall ist die Überprüfung der bereits ausgeführten Referenzen der Hersteller- und Ausführungsfirmen von großer Bedeutung.

13 Änderung der elektromagnetischen Felder bei Verkabelung

13.1 Allgemeines

In der Umgebung von Energietransportleitungen werden durch die Spannungen elektrische Felder und durch die fließenden Ströme magnetische Felder verursacht.

13.2 Elektrische Felder

Elektrische Felder entstehen zwischen 2 Elektroden unterschiedlichen Potentials, also bei Transportleitungen prinzipiell zwischen den Leitern bzw. zwischen den Leitern und dem Erdreich. Elektrische Felder werden durch elektrisch leitfähige Materialien geschirmt.

Bei der Freileitung werden die elektrischen Felder im „freien Feld“ nicht geschirmt. Bei 110-kV-Freileitungen sind die elektrischen Feldstärken in für Personen üblichen Aufenthaltsbereichen im Freien aufgrund anderer normativer Festlegungen (Einhaltung des Mindestabstands) nach der EU Ratsempfehlung 1999/519/EC bzw. der OVE-Richtlinie R 23-1: 2017-04-01 immer unter den Referenzwerten. Gebäudehüllen wie auch Bewuchs durch Bäume schirmen elektrische Felder ebenso effektiv, sodass in Gebäuden nur ganz schwache elektrische Felder durch Freileitungen auftreten können.

In der Umgebung von (Erd-) Kabeln ist das elektrische Feld schon durch den (geerdeten) Kabelschirm vollständig abgeschirmt.

13.3 Magnetische Felder

Magnetische Felder entstehen um stromdurchflossene Leiterschleifen. Diese magnetischen Felder hängen in erster Linie von der Stromstärke, der Geometrie der Leiterschleife und dem Abstand zur Leiterschleife ab. Je kompakter die Leiterschleife ist, also je geringer der Abstand a_1 zwischen den Leitern, desto schneller nimmt die magnetische Flussdichte B mit steigender Entfernung d ab.

Für unendlich lange Drehstromschleifen - also Drehstromleitungen -, gilt näherungsweise der einfache Zusammenhang:

Für Abstände $d < a_1 \cdot \sqrt{3}$ gilt:

$$B = \frac{\mu_0 I}{2 \pi} \cdot \frac{1}{d} \quad (13.1)$$

Für Abstände $d > a_1 \cdot \sqrt{3}$ gilt:

$$B = \frac{\mu_0 \sqrt{3} I}{2 \pi} \cdot \frac{a_1}{d^2} \quad (13.2)$$

a_1 ... Abstand a_1 zwischen den Leitern

d ... Abstand des Messpunktes zum nächstgelegenen Leiter

Da bei Freileitungen der Abstand a_1 zwischen den Leitern wesentlich größer als bei Kabeln ist (~Faktor 10), gilt:

Da der Abstand zu einem Freileitungsseil, bzw. zu einem Kabelleiter normalerweise größer als $a_1 \cdot \sqrt{3}$ ist genügt es, die letztere der beiden Formeln für einen Vergleich heranzuziehen

Bei gleichem Strom I nimmt die magnetische Flussdichte von Kabeln:

- bereits ab einem geringeren Abstand mit $1/d^2$ ab
- und ist bei gleichem Abstand d um den Faktor $a_{1,\text{Kabel}}/a_{1,\text{Freileitung}}$ (also ca. Faktor 10) geringer als bei Freileitung

Bei Kabelsystemen ist allerdings in unmittelbarer Umgebung, also beispielsweise direkt über der Kabeltrasse, der Abstand d zum nächstgelegenen Leiter niedriger, was zu höheren Flussdichten B als bei der Freileitung führen kann.

14 Auffinden von Kabel- oder Muffenfehlern

Da das Auffinden von Kabel- oder Muffenfehlern ein Teil der Störungsbehebung einer Kabelstrecke ist, wird diese Thematik in das nachfolgende Kapitel 15 „Störungsbehebung: Auffinden von Kabel- oder Muffenfehlern / Zeit bis zur Inbetriebnahme“ als Unterabschnitt

15.2 Phase 1 der Störungsbehebung: Abschnittsortung und Abschaltung

15.3 Phase 2 der Störungsbehebung: Vorortung und anschließende Punktortung (Pinpointing)

integriert.

15 Störungsbehebung: Auffinden von Kabel- oder Muffenfehlern / Zeit bis zur Inbetriebnahme

15.1 Allgemeines

Unter einer Störung wird in diesem Kapitel der Isolationsverlust innerhalb der gesamten Kabelstrecke verstanden.

Da die einzelnen Leiter getrennt voneinander verlegt sind, kann - außer im Falle einer Beschädigung beispielsweise durch Erdarbeiten - stets von einem einzigen Leiter-Erde-Fehler ausgegangen werden. Dies wird als Erdschluss bezeichnet.

15.2 Phase 1 der Störungsbehebung: Abschnittsortung und Abschaltung

Unter Abschnitt wird hier derjenige Netzabschnitt verstanden, durch dessen Abschalten der Erdschluss aus dem Netzverband entfernt wird.

Die derzeit gemäß Stand der Technik üblichen Schutzeinrichtungen erfassen den Fehlerzustand binnen Bruchteilen von Sekunden (nur bei Kurzschluss). Je nach Art der Sternpunktbehandlung der mit einem hohen Kabelanteil oder vollständig mit Kabeln ausgerüsteten Netzgruppe erfolgt eine sofortige oder eine verzögerte Abschaltung. Die sofortige Abschaltung ist im Falle der sogenannten niederohmig/mittelohmig geerdeten Netze erforderlich, wohingegen bei der Sternpunktbehandlung „Erdschlusskompensation“ eine grundsätzlich nötige Abschaltung verzögert erfolgen kann, während die Kabelstrecke bis zu dieser Abschaltung weiterhin dem Energietransport dient. Dazu ist aus Sicht des Netzführers lediglich die Information interessant, zwischen welchen schaltbaren Punkten des Netzes sich der Fehler befindet. Daher spricht man hier von Abschnittsortung.

Bei niederohmig/mittelohmig geerdeten Netzen erfolgt die Abschaltung durch die Netzschutzeinrichtungen entsprechend der Staffelzeiten. In Netzen, die mit Erdschlusskompensation betrieben werden, ist zwar grundsätzlich ein Weiterbetrieb möglich, in der Regel wird aber eine möglichst rasche Abschaltung von Hand durchgeführt.

15.3 Phase 2 der Störungsbehebung: Vorortung und anschließende Punktortung (Pinpointing)

15.3.1 Verlegung in Erde / Verlegung im Trog

Wenn die Mantelerdungen auftrennbar sind (Cross-Bonding), werden bei einer Störung zuerst die Isolationswerte der Mäntel gemessen, um den betroffenen Abschnitt zu orten. Hierzu wird zunächst eine Vorortung durchgeführt und danach eine Punktortung.

Für die Punktortung (Pinpointing) ist eine niederohmige Verbindung zwischen dem fehlerbehafteten Innenleiter und dem beidseitig geerdeten Schirm und dem Erdreich erforderlich. Daher wird üblicherweise die Fehlerstelle durch spezielle leistungsstarke Prüfgeneratoren so konditioniert, dass die Fehlerstelle niederohmig wird („Brennen des Fehlers“).

Eine weitere Voraussetzung für die Punktortung ist, dass der Mantel im Zuge des Erdschlussgeschehens soweit beschädigt wurde, dass die Mantel-Erde-Isolation verloren gegangen ist und die Kabelmantelfehlerortung angewendet werden kann.

Aufgrund der Zerstörungswirkung des Fehlerlichtbogens im Falle des Erdschlusses hält das verbleibende Kabelmaterial an der Fehlerstelle der hohen Betriebsspannung nicht mehr stand., Für die üblicherweise deutlich kleineren Spannungen der Prüfgeneratoren kann das Isolationsvermögen jedoch noch ausreichen. Eine anschließende Punktortung kann nicht mehr ohne zusätzliche Maßnahmen durchgeführt werden. In diesem Fall muss durch Zuführung weiterer Energie bei hoher Spannung die Fehlerstelle so zu konditionieren, dass die verschiedenen Ortungsverfahren (Impulslaufzeit, Kabelmantelfehlerortung/Schrittspannungsortung, Ortung der Fehlerstelle mit einem Bodenmikrofon an der Oberfläche) angewendet werden können.

Es wurden auch schon Fälle beobachtet, wo sich das Isolationsvermögen der Fehlerstelle zwischen dem Eintritt des Erstfehlers und dem Beginn der Punktortungsmaßnahmen soweit erhöht hat, dass hier speziell spannungsstarke Prüfgeneratoren zur Einleitung eines Durchschlags eingesetzt werden müssen. Als letzte Maßnahme wäre noch eine Back-to-Back-Bespannung mithilfe eines regulären Netztransformators aus der Mittelspannungsebene denkbar, was aber im Allgemeinen umfangreiche Netzumschaltungen für die Freischaltung des benötigten zusätzlichen Transformators erfordert.

Zur Verbesserung der Ortungsgenauigkeit, welche typischerweise mit 1-2 %, (dieser Wert kann bis zu 10%- bei der Vorortung betragen) der Gesamtlänge eines Abschnittes veranschlagt werden kann, empfiehlt sich bei langen Kabelleitungen der Einsatz von zusätzlichen Kabelüberführungen mit Freiluftendverschlüssen zum Zwecke der Segmentierung.

Die unverzügliche Verfügbarkeit von Material und qualifiziertem, erfahrenem Personal wird dabei immer vorausgesetzt.

Die benötigte Zeit für die Punktortung hängt von der Komplexität des Fehlerbildes ab und beträgt ca. 1 – 3 Tage.

15.3.2 Verlegung im Rohr

In diesem Fall kann es notwendig sein, das fehlerhafte Segment zu bestimmen und dann das betreffende Kabelstück auszuziehen und durch ein neues zu ersetzen. Hier fehlt allerdings die Erfahrung, ob es zu der folgenschweren und teuren Entscheidung kommt, das Kabel herauszuziehen oder doch eine Vorortung und danach eine Feinortung durchzuführen. Es ist auch noch nicht erprobt, ob das Ausziehen einer fehlerhaften Phase mit einfachen Mitteln durchgeführt werden kann, da das Kabel durch den Lichtbogen im Rohr verklebt sein kann.

Die benötigte Zeit für die Punktortung hängt von der Komplexität des Fehlerbildes ab und beträgt ca. 1 – 3 Tage.

15.4 Phase 3 der Störungsbehebung: Freilegung der Fehlerstelle und Herstellung eines gesicherten Arbeitsbereiches

Nachdem die mutmaßliche Fehlerstelle gefunden wurde, muss bei Verlegung in Erde die Fehlerstelle durch Aufgraben großräumig freigelegt werden, wobei die Nachbarphasen gegen Beschädigung nach außen zu verlegen sind und gegen arbeitsbedingte Beschädigungen gesichert werden müssen. Entsprechend ausgebaute Montagegruben sind nach den Vorgaben der Montagefirmen zu errichten und gegen Wassereintritt durch Niederschläge abzusichern. Die typische Länge einer solchen Baustelle beträgt auf Grund der mechanischen Eigenschaften der umzuverlegenden Kabel, 20 m und mehr.

Über der Fehlerstelle ist dann zum Schutz gegen Witterungseinflüsse und für die Lagerung der Montagewerkzeuge ein Container samt Stromversorgung aufzustellen. Zusätzliche Mannschafts- und Materialcontainer sind im Nahbereich der Montagestelle notwendig.

Im Falle einer Verlegung auf Privatgrund müssen weitere verzögernde Faktoren, wie zum Beispiel Klärung der Zutritts- /Zufahrtsrechte beachtet werden. Normalerweise sollten diese vor der Verlegung von Kabelsystemen vertraglich fixiert sein, doch kann es durch Flurschäden oder zu beseitigenden Fruchtstand zu Auffassungsunterschieden kommen. Dieser Zeitverzug entfällt bei einer Verlegung im öffentlichen Gut, da hier bei Gefahr im Verzuge die notwendige Genehmigung zum Aufgraben erfahrungsgemäß bereits vorhanden ist, oder kurzfristig erteilt wird.

Falls ein Parallelkabel in der Nähe liegt, sind die wegen des Arbeitnehmerschutzes und der im Vollbetrieb der Parallelleitung auftretenden magnetischen Felder, sowie die auftretenden unzulässigen Induktionsspannungen zu beachten. Auch während der Montage kann die Abschaltung des parallel führenden Systems notwendig sein. Speziell im Fehlerfall, ist die Prüfung und Umsetzung weiterer netzseitiger Maßnahmen (Laststrom-Reduktion, eventuell sogar Abschaltung des Parallelsystems) erforderlich.

Die benötigte Zeit für die Freilegung der Fehlerstelle und Herstellung eines gesicherten Arbeitsbereiches hängt von den Zugänglichkeiten ab und beträgt typischerweise 4 – 6 Tage, je nach Topographie und Wetterlage.

15.5 Phase 4 der Störungsbehebung: Einbau der Muffen

Nach erfolgreicher Fehlerortung und Freilegung der Schadenstelle muss der Verantwortliche der Reparaturfirma gemeinsam mit dem Kabelbetreiber die neuen Muffenplätze für die Reparatur unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten festlegen. Hier sind auch Eigentumsfragen für die benötigten zusätzlichen Grundstücke zu berücksichtigen. Danach erfolgt die Auslegung und Ausgestaltung der Muffengruben nach den Vorgaben der Reparaturfirma. Die Reparatur und das Setzen der Muffen selbst macht die Vertragsfirma, benötigt aber unter Umständen während der Reparaturzeit Hilfskräfte der Baufirma.

Die im Folgenden beschriebene Vorgangsweise bei einer Kabelreparatur entspricht dem Stand der Technik.

Welche Länge bei einer Reparatur einzusetzen ist, hängt vom Schadensbild ab. I.A. geht man davon aus, dass je nach Art der Störung mindestens 15 m getauscht werden müssen, wobei man den Übergriff einkalkulieren muss. Eine Faustformel war bisher, dass man bei einem 110-kV-Fehler 15 m jeweils links und rechts samt dem Übergriff, also bis zu 40 m Kabel vorsehen sollte. Entweder der Transporter weist diese Länge auf, oder man muss das einzusetzende Stück (u.U. mehrmals) biegen. Der Mindestbiegeradius außerhalb des Kabelwerkes beträgt bei der Verlegung ca. 3 m: das bedeutet 6 m Breite am Tieflader oder – wenn über eine Schablone oder Trommel gelegt wird, eine Transporthöhe⁷ von 6 m.

In der Regel erfolgt der Transport auf einer Trommel, weil das Reservekabel mit der ganzen zu Verfügung stehenden Länge, z.B. 500 m vom Hersteller zum Reservelager angeliefert wird. Für einen stückweise zu

⁷ Diese Werte kommen aus der Praxis und hängen vom Aufbau und Durchmesser des Kabels ab. Im Werk wird das Kabel unter definierten Parametern auf eine Trommel mit einem Innendurchmesser von z.B. 3,5 m und einem Außendurchmesser von ca. 4,3 m aufgespult. Für die Kabelverlegung gibt der Hersteller einen Mindestbiegeradius vor. Hierbei gibt es einen vorgegebenen Wert mit bzw. ohne Schablone, über die das Kabel gebogen werden darf. Unterschreitet man diesen Wert, kann das Kabel einen inneren Schaden abbekommen und es kann zu einem Ausfall kommen.

erfolgenden Transport muss teilweise umgespult werden. Beim Umspulen muss eine gleich große Leertrommel verwendet werden, wobei jedes Umspulen, welches nicht unter Werksbedingungen stattfindet, ein Risiko für das Kabel verursacht, da der Mindestkrümmungsradius beim Aufspulen auf den Spulenkern in der Regel unterschritten wird.

Daher wird man gleich die volle Trommel anliefern, das benötigte Reparaturstück in die Baustelle einbringen und dann entsprechend abschneiden. Alle Schnittstellen der Kabel sind sofort feuchtigkeitsdicht zu verschließen. Danach wird die gekürzte Kabeltrommel wieder zum Reservelager gebracht.

Daher sind auch entsprechende Zufahrtswege für den Trommeltransport notwendig. Die für den Transport zu veranschlagende Zeit beträgt 2 - 3 Tage.

15.6 Phase 5 der Störungsbehebung: Überprüfung und Endabnahme

Zuerst erfolgt üblicherweise eine Mantelmessung, bei der das Isolationsvermögen des Mantels des zwischengeschalteten Kabelstücks und der beiden Muffen sowie des Restes des Kabelabschnittes überprüft wird.

Nach dem Wiederherstellen aller Cross-Bonding Verbindungen erfolgt eine Wechselspannungsprüfung mit $2 \cdot U_0 = 128 \text{ kV}^8$, mindestens jedoch mit $\sqrt{3} \cdot U_0$. Falls der Zugang zur reparierten Kabelstrecke über eine allfällige mit dieser verbundenen Freileitung möglich ist, gestaltet sich die sichere Einspeisung dieser Hochspannung relativ einfach. Wenn allerdings der Kabelanschluss beidseitig in SF₆-Schaltanlagen erfolgt, muss eine Anlage für den Einbau von Prüfadaptern und den Einsatz sensibler Prüfkabel umgerüstet werden.

In jedem Fall ist der Einsatz einer mobilen Wechselspannungs-Prüfeinheit einer akkreditierten Prüfanstalt anzuraten, um gleichzeitig eine Teilentladungsprüfung der neu montierten Muffen als Qualitätssicherung vorzunehmen.

Falls man darauf wegen der Kosten und Wartezeit verzichtet, wird bei 110-kV-Anlagen mit der Nennspannung und ganz knapp eingestelltem Schutz eine Spannungsprüfung der erneuerten, noch nicht belasteten Kabelstrecke über 12 Stunden gemacht. Defizite bei der Montage können dabei allerdings oft nicht festgestellt werden.

Die dafür zu veranschlagende Zeit beträgt 1 - 2 Tage, sofern eine Prüfeinheit verfügbar ist.

15.7 Zusammenfassung

Für die gesamte Störungsbehebungszeit bis zur Inbetriebnahme wird je nach Komplexität des Fehlerbildes, der Erreichbarkeit der Fehlerstelle, der Verfügbarkeit von Baufirma und Monteure, des Netzausbaus und der Netzbetriebsweise ein Zeitraum von ca. 2 Wochen veranschlagt. Hierbei sind kaum Zeitreserven enthalten, so dass dann insgesamt von einer Störungsbehebungsdauer von 3 Wochen ausgegangen werden kann. Bei einer gemeldeten Fremdbeschädigung ist die Fehlerstelle bekannt, dies verkürzt die Behebungsdauer um die Ortungszeit.

In der folgenden Tabelle sind die geschätzten Zeiten für die einzelnen Phasen der Störungsbehebung noch einmal zusammengefasst:

⁸ Mit U_0 wird die um den Faktor $\sqrt{3}$ reduzierte Nennspannung bezeichnet.

Phase 1	Abschnittsortung und Abschaltung	s. Kap. 15.2
Phase 2	Vorortung und anschließende Punktortung (Pinpointing)	
	Verlegung in Erde / Verlegung im Trog	1 – 3 Tage.
	Verlegung im Rohr	1 – 3 Tage
Phase 3	Freilegung der Fehlerstelle und Herstellung eines gesicherten Arbeitsbereiches	4 – 6 Tage
Phase 4	Einbau der Muffen	2 - 3 Tage
Phase 5	Überprüfung und Endabnahme	1 - 2 Tage

16 Lagerhaltung

16.1 Allgemeines

Um bei Ausfällen kritischer Betriebsmittel rasch reagieren zu können, ist in der Regel eine entsprechende Lagerhaltung von Ersatzteilen erforderlich.

Zusätzlich zur Lagerhaltung vor bereits seit langer Zeit in größerem Umfang verwendeten Betriebsmitteln wie Transformatoren, Erdschlusskompensationsspulen und Kompensationsdrosseln wird in diesem Abschnitt auf die spezielle Lagerhaltungsvergabetechnologie eingegangen.

Im Gegensatz zur 400-kV-Ebene, bei der die Realisierung einer Kabelstrecke noch als Gesamtprojekt (Lieferung und Verlegung/Montage des Kabels, der Muffen und der Endverschlüsse) ausgeschrieben, vergeben und durchgeführt wird, stellen heute 110-kV-Muffen einen de facto „Consumer Standard“ dar. Es ist zumindest als Mindeststandard darauf achten, dass das verwendete Kabel und die passenden Kabelgarnituren eine gemeinsame Typprüfung bestanden haben. Das bedeutet meistens, dass der Kabelhersteller auch die Garnituren liefern wird. Bei Reparaturen außerhalb der Garanzzeit ist auf die Abstimmung der einzelnen Bauteile zu achten, damit ein weiterer störungsfreier Betrieb zu erwarten ist.

16.2 Bestimmung des Lagerumfangs

Es wird im Sinne einer vorschauenden Vorsorge, eine genügend große Anzahl von Reservelängen und Garnituren (Verbindungs-muffen und Endverschlüssen) für die zum jeweils betrachteten Zeitpunkt vorhandenen Kabelleitungen vorzuhalten, empfohlen. Bei der Verlegung von Kabel im Rohr kann so das Reservekabel einen beträchtlichen Umfang annehmen, denn das ausgezogene Kabel kann in der Regel nicht mehr wiederverwendet werden.

Basierend auf einer effizienten Lagerbewirtschaftung sind „Standardtypen“ hinsichtlich der Querschnitte und Garnituren zu bestellen, was durch ein sorgfältiges Ausschreibungs- und Bestellwesen sicherzustellen ist.

Für die konkrete Anzahl der Ersatzteile kann mit störstatistischen Methoden die notwendige Anzahl von vorzuhaltenden Ersatzmuffen errechnet werden, wobei hauptsächlich folgende Parameter in die Betrachtung einfließen:

- insgesamt verlegte System-Typen-Kilometer
- zu erwartende Wiederbeschaffungszeit (einige Wochen bis wenige Monate)
- Mindestbestimmungen für Kabellängen
- Je nach Auslastungsgrad der Fertigungslinien können Wartezeiten für Kabel auch sehr lang sein
- Konfidenzintervalle der zugrunde gelegten Störstatistik

Daher sollten

- pro Muffentyp 6 Stück.
- Pro Endverschluss- Typ sollten zwei Reserveeinheiten auf Lager gelegt werden.
- Ein Cross-Bonding Kasten (Montageart: Einbau oder freistehend),
- eine ausreichende Zahl an Überspannungsableitern

auf Lager gelegt werden.

Zu beachten ist bei der Abschätzung des Lageraufwandes die Tatsache, dass Teile des Muffenmaterials Alterungsvorgängen unterworfen sind, wie zum Beispiel gewisse, muffentypen-spezifische Isolationsbänder, O-Ringe, Silikonkomponenten und Schrumpfschläuche müssen bereits nach einigen (2-5) Jahren laut Herstellerangaben, ausgetauscht werden müssen.

Dies erhöht zusätzlich die monetären Aufwendungen für die Lagerhaltung.

17 Maximale nicht kompensierte Kabelstrecke aus Sicht der Anforderung betreffend Abschaltung der Verbindung

Wenn in einem 110-kV-Netz ein Erdschluss auftritt, der nicht von selbst verlöscht, erfolgen zur Eingrenzung Schalthandlungen bzw. - bei Umschlag des Fehlerbildes auf einen Doppelerdschluss - Schutzauslösungen. Dabei werden in der Regel Leitungstrecken aus dem Netzverbund abgetrennt, wodurch sich eine Veränderung des Verstimmungsgrades ergibt und möglicherweise die Löschgrenze überschritten wird. In dieser Hinsicht sind besonders lange Kabelstrecken mit relativ großen Beiträgen zum kapazitiven Erdschlussstrom zu beachten. Als Gegenmaßnahme ist es zur Einhaltung der Löschfähigkeit des Netzes erforderlich, solchen Kabelstrecken auf deren Kapazität abgestimmte Erdschlusskompensationsspulen zuzuordnen, welche über entsprechende Einrichtungen (Sternpunktbildner, Transformatoren mit geeigneter Schaltgruppe) an die 110-kV- Spannungsebene anzuschließen sind.

18 Anforderung an Leistungsschalter hinsichtlich des Schaltens von leerlaufenden Kabelstrecken

Bezüglich des Schaltens stellen vor allem leerlaufende Kabelverbindungen besondere Anforderungen an die Schaltelemente, speziell die Leistungsschalter, welche die Kabelverbindung zu- und wegschalten. Dies liegt daran, dass die elektrischen Parameter von Kabeln sich deutlich von jenen von Freileitungen unterscheiden: So ist der Kapazitätsbelag, d. h. die längenbezogene Kapazität einer einsystemigen 110 kV-Kabelverbindung etwa um den Faktor 25 größer als jener einer Freileitung, der Induktivitätsbelag hingegen um den Faktor 2,5 kleiner. Dies bedeutet, dass eine unbelastete Kabelverbindung für den Schalter wie ein zu schaltender Kondensator wirkt. Der Schalter ist dabei mit folgenden Phänomenen konfrontiert:

- Unterbricht der Schalter ein leerlaufendes Kabel, so bleibt die Ladung des als Kapazität wirkenden Kabels zunächst erhalten. Über der offenen Schaltstrecke steht maximal eine netzfrequente Spannung von 2,5 pu an. Die transiente wiederkehrende Spannung ist hingegen vom Schalten kapazitiver Lasten i. A. unproblematisch und verursacht keine wesentlichen Spannungsüberhöhungen.
- Das kapazitive Schaltvermögen der Schaltelemente, d. h. der sicher unterbrechbare maximale betriebsfrequente Ladestrom, ist zu überprüfen. Bei aktuellen Leistungsschaltern sind hierbei jedoch keine Probleme zu erwarten.
- Wird ein unbelastetes Kabel eingeschaltet, so treten hohe Stromspitzen auf, welche den Schalter und speziell seine Schaltkontakte thermisch belasten. Dies gilt besonders für Ausgleichsströme, welche beim Einschalten einer zweiseitigen Kabelstrecke, wenn ein System bereits verbunden ist, auftreten. Hier ist bei älteren Schaltgeräten (ölarne Leistungsschalter) zu untersuchen, ob für solche Schaltvorgänge besondere Maßnahmen zur Dämpfung der Ausgleichsströme nötig sind.
- Ein besonderes Augenmerk ist beim Unterbrechen kapazitiver Kreise auf die Vermeidung von sog. Rückzündungen zu legen. Hierbei handelt es sich um ein nochmaliges Durchzünden der Schaltstrecke nach einer Zeit größer einer Viertelperiode nach dem Stromnulldurchgang, d. h. der Unterbrechung des Stromkreises. Diese können durch die dabei auftretenden transienten Umschwingvorgänge zu unerlaubt hohen Überspannungen führen und sind daher zu vermeiden. In der Norm

DIN EN 62271-100 VDE 0671-100:2018-11
Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen
Teil 100: Wechselstrom-Leistungsschalter

ist dafür eine Schalterklasse (C2) mit einer sehr geringen Rückzünd-Wahrscheinlichkeit klassifiziert. Der Einsatz solcher Schalter ist je nach konkreter Konfiguration in Erwägung zu ziehen.

19 Anforderungen an die Spannungswandler durch die Entladung von Kabelstrecken über die Spannungswandler

19.1 Aufgaben von Spannungswandlern

Spannungswandler haben im Wesentlichen die Aufgabe der Umformung der Primärspannungen auf sicher messbare Sekundär-Messwerte zum Zwecke der

- Betriebsführung (Anzeige, Registrierung, Vertragsmessungen, ...) und der
- Bereitstellung von Signalen für Schutzeinrichtungen im Fall von Netzstörungen, um diese schnell erfassen und selektiv abschalten zu können.

19.2 Bauformen von Spannungswandlern und deren Funktionalitäten

Induktive Spannungswandler arbeiten nach dem transformatorischen Prinzip und sind bis zu einem Frequenzbereich von ca. 1 kHz ausreichend genau. Im Gegensatz zu den kapazitiven Spannungswandlern eignen sie sich für die Entladung der „trapped DC charges“. Sie sind somit die Standardwandler für 110-kV-Netze.

19.3 Problem der „trapped DC charges“

Da das Öffnen von Leistungsschalterpolen eines zuvor bespannten Kabels immer im Stromnulldurchgang erfolgt, ist das Kabel nach dem Abschaltvorgang auf den Spitzenwert der Phase-Erde Spannung geladen, und es bleiben Ladungsträger und damit Energie im Kabel, welche sich über die vorgegebenen Pfade gegen Erde entladen möchten. Dabei liefern Spannungswandler, speziell induktive Spannungswandler, einen dieser möglichen Pfade. Wird diese Energie nicht entladen, wodurch eine Spannung bestehen bleibt, können beim darauffolgenden Schließen des Leistungsschalters - je nach Schaltmoment - unerwünschte Überspannungen auftreten.

Die Höhe der zu entladenden Energie ist dabei neben dem Spannungsniveau auch maßgeblich von der Länge des entsprechenden Streckenabschnittes abhängig.

Das bedeutet konkret, dass bei einem Einsatz von induktiven Spannungswandlern zum Entladen der in Kabelstrecken fallweise gespeicherten Energie, die Spannungswandler diese auftretenden Entladeenergiemengen beherrschen müssen. Dabei ist die hauptsächlich die thermische Beanspruchung (Erwärmung) der Primärwicklung, zu beachten.

Darauf basierend, gilt es den Zusammenhang folgender Größen näher zu betrachten:

- Kapazität der Leitung
- Nennspannung
- Restspannung im Kabel (Spitzenwert der Phase-Erde Spannung)

- Anzahl der aufeinanderfolgenden Zu- und Abschaltungen des Leistungsschalters
- zeitlicher Abstand der aufeinanderfolgenden Zu- und Abschaltungen

Je nach Art der Parameter ergeben sich verschiedene Entlade-Zeitkonstanten oder – im Falle von gedämpften Schwingungen – unterschiedliche Ausschwingfrequenzen.

Durch diese Parameter wird die zu entladende Energie und in weiterer Folge die in Wärme umgesetzte Energie, also die entstehende Erwärmung eines einzelnen Entladevorgangs berechnet. Unter Heranziehung der thermischen Kapazität und Abkühl-Zeitkonstanten erfolgt damit über die Anzahl der aufeinanderfolgenden Zu- und Abschaltungen in einem gegebenen Zeitfenster die Bestimmung der Gesamterwärmung und somit die Anforderung an die thermische Belastbarkeit des Spannungswandlers.

Angaben von Herstellern weisen i.A. auf, dass derartige Untersuchungen bereits in der Auslegung der Wandler berücksichtigt werden und für geläufige Systemkonfigurationen keine Bedenken aufgekomen sind.

Allerdings steigt mit der Kabellänge auch die im Entladevorgang umzusetzende Energie, wodurch „klassische“ Spannungswandler-Auslegungen hinsichtlich ihrer uneingeschränkten Weiterverwendung überprüft werden müssen.

20 Optionen der Sternpunktbehandlung der 110-kV-Netze gemäß dem Stand der Technik (Kurzbeschreibung der Optionen, Argumentation, Konsequenzen, Auswirkung auf den Kunden)

20.1 Allgemeines

Die im Folgenden vorgestellten Optionen der Sternpunktbehandlung orientieren sich an Methoden gemäß dem Stand der Technik, welche in 110-kV-Netzen erfolgreich eingesetzt werden. Die verschiedenen Optionen der Sternpunktbehandlung werden für die 110-kV-Netze - in entsprechend an die Systemstruktur (vermaschte Netze) angepasster Form – mit folgender Methodik abgehandelt:

- Kurzbeschreibung der Option
- Argumentation
- Konsequenzen
- Auswirkung auf den Kunden

Es handelt sich um folgende Methoden:

1. Niederohmige („starre“) Sternpunkterdung
2. Niederohmige („strombegrenzende“) Sternpunkterdung

20.2 Niederohmige („starre“) Sternpunkterdung

20.2.1 Kurzbeschreibung der Option

Primäranlagen: Es werden ausgewählte Sternpunkte der Einspeisetransformatoren starr (anstelle über Erdschlusskompensationsspulen) mit dem Erdungssystem verbunden.

Dadurch kommt es im einpoligen Fehlerfall zu Fehlerströmen im Bereich von einigen kA. Mit der Anzahl der geerdeten Sternpunkte steigt die Stromstärke im Fehlerfall und damit die Anregesicherheit der Schutzeinrichtungen an, gleichzeitig aber steigen die Berührungsspannungen. Es ist aus schutztechnischen Gründen allerdings eine größere Anzahl (≥ 3) von Transformatorsternpunkten zu erden.

Schutztechnik: Die Erdfehlererfassung erfolgt nicht mehr über das Nullsystem, sondern zieht im Wesentlichen die Phasenströme für den Kurzschlusschutz bzw. zur Fehlerortsbestimmung heran. Folgende Standardverfahren können hierbei verwendet werden (ohne Bewertung): Distanzschutz mit und ohne Richtungsvergleich, Differenzialschutz, Phasen-Überstromzeitschutz, Nullsystem-Überstromzeitschutz)

Wegen der Tatsache, dass die meisten einpoligen Fehler in der 110-kV-Netzebene aus frei in Luft brennenden Lichtbögen bestehen, ist die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) das Mittel der Wahl, um in diesen Fällen ein

Leitungssystem rasch in den regulären Betrieb zurückzuführen. Nach dem Stand der Technik erfolgt in der 110-kV-Spannungsebene bei gelöschten betriebenen Netzen die dafür nötige kurzzeitige Abschaltung durch dreipolig gesteuerte Leistungsschalter. Bei dieser Art der Sternpunktbehandlung sind aber im Sinne von geringeren Rückwirkungen einpolig gesteuerte Leistungsschalter vorzusehen.

20.2.2 Argumentation

Der schutztechnische Nachteil des kompensierten Netzbetriebes liegt in der beabsichtigten Kleinheit des Fehlerstroms unmittelbar an der Fehlerstelle, welcher an der davon im allgemeinen entfernt liegenden Messstelle (Umspannwerk) in schutzmesstechnisch ungünstiger Weise von weiteren Stromkomponenten überlagert wird. Für die korrekte Funktion der Erdschlussschutzeinrichtungen ist daher in der Planungsphase ein sorgfältiges und kompetentes Erdschluss-Engineering unter Einbezug der in der ÖVE/ÖNORM EN 50522:2011-12-01 bzw. ÖVE/ÖNORM EN 50341/AC1:2007 01 01 geforderten Personensicherheit erforderlich.

Während der Betriebsphase muss die Einhaltung des einmal getroffenen Erdschluss-Engineerings durch ein Kurzschlussmonitoring begleitet werden.

Durch die Niederohmigkeit des Nullsystems bewegt sich das so konstruierte 110-kV-Netz in Richtung eines „wirksam geerdeten“ Netzes, bei dem im Fehlerfall die Spannung in den gesunden Phasen nur relativ geringfügig ansteigen. Dadurch sinkt auch die Wahrscheinlichkeit von Folgefehlern bzw. von Netzschädigungen durch Spannungen im Fehlerfall, welche höher als diejenigen im üblichen Normalbetrieb sind.

20.2.3 Konsequenzen

In den folgenden Bereichen

- Erdschluss-Engineering
 - Einhaltung der maximalen Fehlerdauer / Stromflussdauer
 - Festlegung der Erdungsimpedanzen Z_E und der Reduktionsfaktoren

- Planung und Netzbetrieb
 - Erhebung der aktuellen Erdungsimpedanzen Z_E
 - Nachbesserung zu großer Erdungsimpedanzen Z_E
 - Ausrüstung der Schutztechnik und Leistungsschalter für eine einpolige AWE
 - Planung und Errichtung von Nullpunktbildner für den Anschluss der Erdschlusskompensationsspulen auf der US-Seite (dort wo der OS-seitige Sternpunkt für die „starre“ Erdung verwendet wird)
 - Festlegung der zu erdenden Transformator-Sternpunkte
 - Laufende Kontrolle des Schaltzustandes der zu erdenden Transformator-Sternpunkte
 - Planung und Errichtung von Drosseln zur Kompensation der kapazitiven Blindleistung

ist ein entsprechender Aufwand erforderlich.

- Behördenverfahren

Bezüglich der Behördenverfahren ist zu prüfen, welche zusätzlichen Ausarbeitungen, Nachweise und gegebenenfalls Auflagen erforderlich sind.

20.2.4 Auswirkung auf den Kunden

Ausgangsbasis: Beim Verfahren der Erdschlusskompensation kann man durch entsprechende Auslegung und Betriebsweise der Einspeisetransformatoren (380 kV / 110 kV) bzw. der Umspanner 110 kV / 10(20, 25, 30) kV erreichen, dass ein stromschwacher Erdschluss mit einem Fehlerstrom von <132 A zu keiner Spannungsbeeinträchtigung der Verbraucher und Einspeiser in der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene führt.

Beim Übergang auf die niederohmige („starre“) Sternpunktterdung kommt es aber nicht nur in der 110-kV-Ebene, sondern auch bei den Verbrauchern in der Mittel- und Niederspannungsebene zu spürbaren Spannungseinsenkungen ($< 80\% U_{\text{Nenn}}$), welche erfahrungsgemäß zu Funktions- und Prozessstörungen bei Kundenanlagen führen.

Wie die Störstatistik zeigt, stellen in der 110 KV-Ebene die einpoligen Fehler bei weitem die häufigsten Störungen dar. Da durch das Prinzip der Erdschlusskompensation und die Art der Schaltgruppen der zwischen den Spannungsebenen befindlichen Transformatoren bekanntermaßen das zu den Verbrauchern und Einspeisern übertragene Mit- und Gegensystem de facto nicht beeinflusst wird, führen bei dieser Form der Sternpunktbehandlung die häufigsten aller auftretenden Fehler zu keiner Änderung der Spannungsqualität bei Verbrauchern und Einspeisern. Bei der niederohmigen („starren“) Sternpunktterdung hingegen kommt es sehr wohl zu Beeinträchtigungen des übertragenen Mit- und Gegensystems und damit zu spürbaren Spannungsstörungen. Somit erfolgt eine Beeinträchtigung der Spannungsqualität durch wesentlich häufigere Spannungseinbrüche.

20.3 Niederohmige („strombegrenzende“) Sternpunktterdung

20.3.1 Kurzbeschreibung der Option

Primäranlagen: Es werden ausgewählte Sternpunkte der Einspeisetransformatoren (anstelle über Erdschlusskompensationsspulen) mittels einen Zusatzstrom einspeisender Elemente (Begrenzungswiderstände, Strombegrenzungsdrosseln) mit dem Erdungssystem des einspeisenden Umspannwerks verbunden.

Dadurch kommt es im einpoligen Fehlerfall zu schutztechnisch leicht erfassbaren Fehlerströmen im Bereich von einigen 100 A bis wenigen kA. Mit der Anzahl der geerdeten Sternpunkte steigt - wie zuvor – die Stromstärke im Fehlerfall und damit die Ansprechbarkeit der Schutzeinrichtungen an, aber es steigen auch die Berührungsspannungen an. Es ist aus schutztechnischen Gründen auch hier eine größere Anzahl (≥ 3) von Transformatorsternpunkten zu behandeln.

Schutztechnik: Die Erdfehlererfassung erfolgt – wie zuvor – nicht mehr über das Nullsystem, sondern zieht im Wesentlichen das Nullsystem zur Anregung und die Phasenströme zur Fehlerortsbestimmung heran. Folgende Standardverfahren können hierbei verwendet werden (ohne Bewertung): Distanzschutz mit und ohne Richtungsvergleich, Differenzialschutz, Phasen-Überstromzeitschutz, Nullsystem-Überstromzeitschutz)

Wegen der Tatsache, dass die meisten einpoligen Fehler in der 110-kV-Netzebene aus frei in Luft brennenden Lichtbögen bestehen, ist die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) das Mittel der Wahl, um in diesen Fällen ein Leitungssystem rasch in den regulären Betrieb zurückzuführen. Nach dem Stand der Technik erfolgt in der 110-kV-Spannungsebene bei gelöscht betriebenen Netzen die dafür nötige kurzzeitige Abschaltung durch dreipolig gesteuerte Leistungsschalter. Bei dieser Art der Sternpunktbehandlung sind aber im Sinne von geringeren Rückwirkungen einpolig gesteuerte Leistungsschalter vorzusehen.

20.3.2 Argumentation

Wie zuvor, wird auch beim Verfahren der niederohmigen („strombegrenzende“) Sternpunktterdung den Schutzeinrichtungen ein genügend großer Fehlerstrom zur Verfügung gestellt, wobei sich allerdings die Anforderungen an die Personensicherheit gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50522:2011-12-01 bzw. ÖVE/ÖNORM EN 50341/AC1:2007 01 01 deutlich leichter einhalten lassen.

Auch hier ist während der Betriebsphase die Einhaltung des einmal getroffenen Erdschluss-Engineerings durch ein Monitoring sicherzustellen.

Bei einem Netz mit niederohmiger („strombegrenzender“) Sternpunktterdung steigen die Spannungen in den gesunden Phasen de facto auf die gleichen Werte wie in einem kompensierten Netz an. Aber der Spannungs-Belastungszustand dauert wegen der raschen Zwangsabschaltung nur kurze Zeit an, wodurch die Wahrscheinlichkeit von gleichzeitigen Folgefehlern (Doppelerdschlüssen / „Cross-Country Faults“) massiv herabgesetzt wird.

20.3.3 Konsequenzen

Beim

- Erdschluss-Engineering
 - Einhaltung der maximalen Fehlerdauer / Stromflussdauer
 - Festlegung der Erdungsimpedanzen Z_E und der Reduktionsfaktoren
- Planung und Netzbetrieb
 - Erhebung der aktuellen Erdungsimpedanzen Z_E
 - Nachbesserung zu großer Erdungsimpedanzen Z_E
 - Planung und Einbau der Komponenten für die Strombegrenzungseinrichtungen (Erdungswiderstände)
 - Ausrüstung der Schutztechnik und Leistungsschalter für eine einpolige AWE
 - Festlegung der zu beschaltenden Transformator-Sternpunkte
 - Laufende Kontrolle des Schaltzustandes der strombegrenzt zu erdenden Transformator-Sternpunkte
 - Planung und Errichtung von Drosseln zur Kompensation der kapazitiven Blindleistung

ist ein entsprechender Aufwand erforderlich, welche allerdings wegen der deutlich geringeren Anforderungen an die Erdungsimpedanzen Z_E leichter einzuhalten ist.

20.3.4 Auswirkung auf den Kunden

Beim Übergang von der Erdschlusskompensation auf die niederohmige („strombegrenzende“) Sternpunktterdung kommt es bei funktionsgerechter Auslegung wegen der – in Relation zu den Nennströmen der Einspeisetransformatoren – kleinen zusätzlichen Fehlerströme zu keinen nennenswerten Spannungseinsenkungen und damit zu keinen Funktionsstörungen der Verbraucher in der Mittel- und Niederspannungsebene.

Hinsichtlich der laut Störstatistik in der 110 KV-Ebene häufigsten Fehlerart, nämlich dem einpoligen Fehler, kommt es bei dieser Methode der Sternpunktbehandlung im Gegensatz zur niederohmigen („starr“) Sternpunktterdung

wegen der deutlich geringeren Fehlerströme zu deutlich geringeren Beeinträchtigungen des übertragenen Mit- und Gegensystems, weshalb hier die Grenzwerte der Power Quality nicht verletzt werden.

Sehr wohl aber ist wegen der notwendigen zumindest einpoligen AWE damit zu rechnen, dass es bei bestimmten Netzzuständen (z.B. im Inspektionsfall von Anlagenteilen) während der Pausenzeit zu einem 2-phasigen Betriebszustand bei einpoliger AWE) oder eine Spannungsunterbrechung (bei dreipoliger AWE) mit entsprechenden Auswirkungen auf Verbraucher und Einspeiser kommt.



Auswirkungen von vermehrtem Einsatz von Kabeln in gelöscht betriebenen 110-kV-Freileitungsnetzen

Im Auftrag von Österreichs Energie

Projekt Nr.: 2019-34
Januar 2020