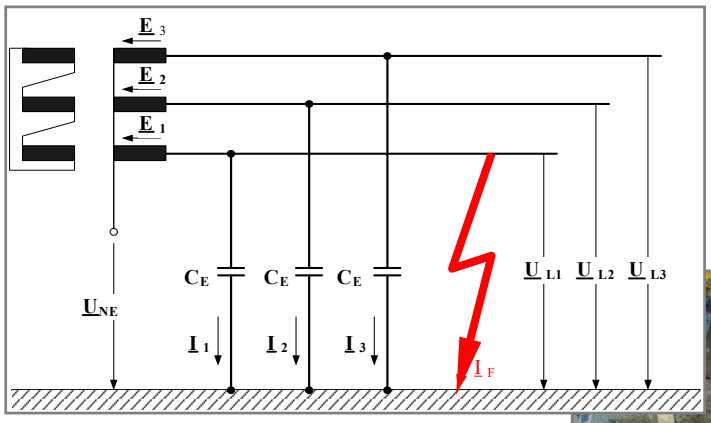
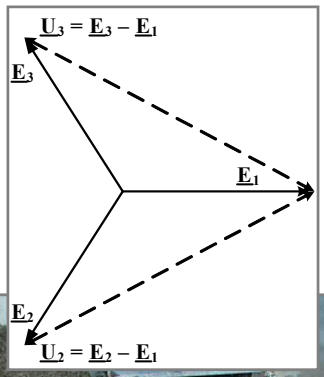
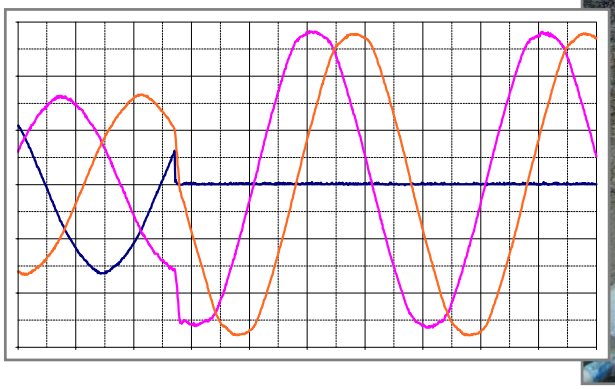
FKH - / VSE - Fachtagung
10. November 2004
Aula Fachhochschule Aargau, Brugg - Windisch

Erdschlussprobleme in Verteilnetzen







VSE-Druckschrift 5.68 d/f

FKH - / VSE - Fachtagung
10. November 2004
Aula Fachhochschule Aargau, Brugg - Windisch

Erdschlussprobleme in Verteilnetzen

Veranstalter:
Fachkommission für Hochspannungsfragen, FKH
Voltastrasse 9
8044 Zürich

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, VSE
Postfach
5001 Aarau

VSE-Druckschrift 5.68 d/f

FKH - / VSE - Fachtagung, 10. November 2004
Aula Fachhochschule Aargau, Brugg - Windisch

Erdschlussprobleme in Verteilnetzen

Vorwort

Erdschlüsse stellen verhältnismässig häufige, aber dennoch schwerwiegende Betriebsstörungen dar, weshalb sie die Auslegung und den Betrieb der Elektrizitätsversorgungsnetze in vieler Hinsicht entscheidend prägen. Verglichen mit der Situation bei Höchstspannungsnetzen kommt dem Erdschlussfehler in Verteilnetzen eine anders gelagerte Bedeutung zu:

Wegen der geringeren Redundanz der Verteilnetze, verglichen mit den Transport- und Verbundnetzen, steht der möglichst unterbruchsfreie Weiterbetrieb im Vordergrund. Entscheidend für die Behandlung der Erdschlussfrage in Verteilnetzen sind aber auch die flächendeckend, oft vermaschten Topologien und die verhältnismässig geringen Leistungsdichten. Letzteres lässt den Kostenfaktor für die zu wählenden technischen Schutzvorkehrungen in den Vordergrund rücken. Schliesslich muss sich die Behandlung der Erdschlussfrage in Verteilnetzen an die oft enge Verknüpfung mit anderen zivilisatorischen Infrastrukturen anpassen, wobei das Risiko für Personengefährdungen, elektromagnetische Beeinflussungen sowie Betriebsmittelüberlastungen bei Erdfehlern gering gehalten werden muss.

Die Tagung wird eingeleitet mit einer Übersicht über die übergeordnete Frage der Sternpunktbehandlung. Daran anknüpfend werden die Methoden der Berechnung von Netzen im Fehlerzustand behandelt, wobei die hierzu eingesetzten modernen Informatikwerkzeuge vorgestellt werden.

Die zuverlässige und selektive Detektion von Erdschlüssen stellt den ersten Schritt bei einer raschen zielgerichteten Fehlerbehandlung dar. Neben den Fortschritten der Relaistechnik wird auch auf die in der Schweiz noch wenig bekannten Erdschlussanzeiger für Freileitungsnetze eingegangen.

Ein Schwerpunkt der Veranstaltung betrifft die heute im zunehmenden Interesse stehenden relaisgesteuerten Polerdungsschalter, welche durch Erdung der fehlerhaften Phase einen längerfristigen Weiterbetrieb ermöglichen.

Im Weiteren wird auf die Sicherheitsfrage bei Doppelerdschlüssen und deren messtechnische Untersuchung eingegangen.

Die Tagung schliesst mit einem Beitrag über die heute verfügbaren Verfahren zur Kabelfehlerortung nach einem aufgetretenen Isolationsfehler.

Tagungsprogramm

Datum: 10. November 2004, Beginn 09.15 h

Ort: Aula, Fachhochschule Aargau, 5210 Brugg-Windisch

Titel: **Erdschlussprobleme in Verteilnetzen**

Tagungsleitung: Prof. Dr. Edmund Handschin

	Titel / Inhalt	**Referent**
09^{15}-09^{30}	Begrüssung durch den VSE Vorwort zur Fachtagung	A. Bucher, Direktor VSE Dr. Th. Aschwanden, BKW Vizepräsident FKH
09^{30}-10^{00}	Erdschlussmanagement, eine Frage der Sternpunktbehandlung	Prof. Dr. E. Handschin, Universität Dortmund
10^{00}-10^{30}	Exploitation d'un réseau MT du point de vue de la gestion des défauts à la terre *Betrieb eines Mittelspannungsnetzes unter dem Gesichtspunkt der Erdfehlerbehandlung*	O. Bissat, Services Industriels de Genève
10^{30}-11^{00}	Kurzschlussberechnungen: Standards, Modelle und Applikationen	Dr. L. Busarello, BCP AG, Erlenbach
11^{00}-11^{30}	**Kaffeepause**	
11^{30}-12^{00}	Erdschlusserfassung aus Schutzsicht	Th. Küng, ABB Power Automation AG, Baden
12^{00}-12^{30}	Fehlerstromanzeiger für Freileitungs-Verteilnetze, Zweck, Funktionsprinzip, Anwendungs-Erfahrungen	Dr. R. Schmid, EcoWatt Projects AG, Altendorf
12^{30}-13^{00}	Quasistationäre Ströme und Spannungen bei einphasiger Erdung einer fehlerbehafteten Leitung mittels Polerdungs-schalter im Unterwerk	Dr. G. Castelli, AEW, Aarau
13^{00}-14^{00}	**Mittagessen**	
14^{00}-14^{45}	Konzept und praktische Erprobung von Polerdungsschaltern zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs in städtischen Mittel-spannungsnetzen	P. Abächerli, A. Schmid, RWB, Baden; G. Köppl, Köppl Power Experts, Wettingen
14^{45}-15^{15}	Doppelerdschlüsse, ein Sicherheitsproblem?	H.-R. Luternauer, EWZ, Zürich
15^{15}-15^{45}	Messtechnische Untersuchung von Erdschlussströmen	G. Storf, FKH, Zürich
15^{45}-16^{15}	Aktuelle Fehlerortungsmethoden in Kabelnetzen	M. Bawart, Baur GmbH, Sulz, Österreich
16^{15}-16^{45}	Schlussdiskussion, Kurzbeiträge	Prof. Dr. E. Handschin, Universität Dortmund

Ende der Veranstaltung ca. 16^{45}

Zusammenfassung der Referate

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Erdschlussmanagement, eine Frage der Sternpunktbehandlung **Prof. Dr. E. Handschin, Universität Dortmund**	**1**
Exploitation d’un réseau MT du point de vue de la gestion des défauts à la terre **O. Bissat, Services Industriels de Genève**	**17**
Kurzschlussberechnungen: Standards, Modelle und Applikationen **Dr. L. Busarello, BCP AG**	**33**
Erdschlusserfassung aus Schutzsicht **Th. Küng, ABB Power Automation AG**	**49**
Fehlerstromanzeiger für Freileitungs-Verteilnetze, Zweck, Funktionsprinzip, Anwendungs-Erfahrungen **Dr. R. Schmid, EcoWatt Projects AG**	**59**
Quasistationäre Ströme und Spannungen bei einphasiger Erdung einer fehlerbehafteten Leitung mittels Polerdungsschalter im Unterwerk **Dr. G. Castelli, AEW**	**89**
Konzept und praktische Erprobung von Polerdungsschaltern zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs in städtischen Mittelspannungsnetzen **P. Abächerli, A. Schmid, RWB; G. Köppl, Köppl Power Experts**	**107**
Doppelerdschlüsse, ein Sicherheitsproblem? **H.-R. Luternauer, EWZ**	**113**
Messtechnische Untersuchung von Erdschlussströmen **G. Storf, FKH**	**129**
Aktuelle Fehlerortungsmethoden in Kabelnetzen **M. Bawart, Baur GmbH**	**141**
Teilnehmerverzeichnis	**171**
Referentenadressen	**175**

FKH - / VSE – Fachtagung

10. November 2004

Erdschlussprobleme in Verteilnetzen

Erdschlussmanagement, eine Frage der Sternpunktbehandlung

Prof. Dr. E. Handschin

Universität Dortmund
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft

1960 – 1965	Studium der Elektrotechnik an der ETH Zürich
1965 – 1968	Promotion am Imperial College of Science, Medicine and Technology, London (M.Sc., DIC., Ph.D)
1973	Habilitation an der ETH Zürich
1969 – 1974	Wissenschaftlicher Mitarbeiter im Brown Boveri (heute ABB) Forschungszentrum in Baden/Schweiz
1974 – heute	Universitätsprofessor an der Universität Dortmund und Inhaber des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft
1988 – heute	Vorsitzender des Zentrums für Beratungssysteme in der Technik (ZEDO e.V.), Dortmund
1991	Gastprofessur an der Universität Tokio
1992	Ernennung zum IEEE Fellow
2000 – heute	Beiratsmitglied der ef.Ruhr GmbH, Gelsenkirchen zur Koordination der Energieforschung an den Ruhrgebietsuniversitäten Bochum, Dortmund und Duisburg-Essen

Mitglied von:
- IEEE German Chapter, Power Engineering Society
- Mitglied im Beirat des VDE, Bezirksverein Rhein-Ruhr
- Mitglied des DAK CIGRE SC 02 „Operation and Control“
- Vorsitzender des Arbeitskreises „Dezentrale Energieversorgung“ innerhalb der Landesinitiative Zukunftsenergien des Landes NRW
- Mitglied im Arbeitskreises „Energie- und Informationstechnik“ der FGH Mannheim
- Vorstandsvorsitzender der Interdisziplinären Dortmunder Energieforschung IDE e.V.

Erdschlussmanagement, eine Frage der Sternpunktbehandlung

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universität Dortmund

Kurzfassung

Bei der Sternpunktbehandlung in Verteilungsnetzen hat man grundsätzlich folgende drei Alternativen zur Auswahl:

1. isolierter Sternpunkt
2. Sternpunkt über Petersenspule geerdet
3. niederohmige oder starre Erdung des Sternpunktes.

Die Entscheidung für eine bestimmte Sternpunktbehandlung in Verteilungsnetzen ist immer langfristig zu sehen. Die Kriterien dieser Wahl sind unterschiedlich, je nachdem ob man aus Sicht des Netzbetreibers oder aus Sicht des Kunden die Frage behandelt. Bei unsymmetrischen Fehlern wird das Betriebsverhalten eines Netzes ganz wesentlich von der Art der Sterpunktbehandlung beeinflusst. Die Ströme, die über Erde fließen, beeinflussen einerseits benachbarte Systeme und führen andererseits zu Potentialanhebungen mit einer möglichen Personengefährdung. Beim einpoligen Fehler sind diese Auswirkungen am deutlichsten. Die technischen Anforderungen an die Sternpunktbehandlung lassen sich in spannungsabhängige und stromabhängige Forderungen unterteilen. Je nach Spannungsebene, Netzaufbau und Größe sowie Fehlergeschehen können diese Forderungen nicht gleichermaßen erfüllt werden. Netze mit isoliertem Sternpunkt erfüllen eher die stromabhängigen Forderungen, während die spannungsabhängigen Forderungen wirksam geerdete Netze vorteilhafter erscheinen lassen.

In Netzen mit isoliertem Sternpunkt müssen Dauererdschlussströme möglichst schnell freigeschaltet werden, da sie zu einer erheblichen Spannungserhöhung im Netz führen. Gleichzeitig werden die Transformator-Sternpunkte mit der Leiter-Erd-Spannung belastet. Dies bedeutet eine erhöhte Isolationsbeanspruchung im Fehlerfall. Besonders gefährdet sind die im Netz installierten Wandler, an denen sich in Folge von Ferroresonanzen weitere Überspannungen einstellen können. Durch die erhöhte Spannungsbeanspruchung kann es an Schwachstellen der Isolation dieser Leiter zu einem weiteren Isolationsdurchbruch und dadurch zum Doppelerdschluss kommen. Der Betrieb mit isoliertem Sternpunkt bleibt Verteilungsnetzen kleiner Ausdehnung vorbehalten.

In kompensiert betriebenen Netzen wird zwischen Sternpunkt und Erde eine Induktivität geschaltet. Im Fehlerfall kann der induktive Erdschlussspulenstrom, der sich über die Fehlerstelle schließt, durch den durch die Leiter-Erd-Kapazitäten hervorgerufenen kapazitiven Erdschlussstrom kompensieren. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, dass die Erdschlussspule auf die Netzkapazität abgestimmt werden muss. In großen Verteilungsnetzen können sich Erdschlussströme von einigen hundert Ampere ergeben, die

sich dem Betriebsstrom überlagern. Dieser Strom kann zu einer Überstromschutzanregung führen. Zur Vermeidung dieses Effekts werden mehrere Löschspulen im Netz verteilt installiert, wodurch sich auch der Kompensationsstrom verteilt. Durch diese Maßnahme ergibt sich auch eine größere Freizügigkeit gegenüber betrieblichen Schaltmaßnahmen. Wie bei Netzen mit isoliertem Sternpunkt steigt im Erdschlussfall die Leiter-Erd-Spannung der gesunden Phasen bis auf den verketteten Wert an. Auch hier besteht damit eine Gefährdung durch Doppelfehler. Bei stehenden Erdschlüssen darf ein Netz mit Erdschlusskompensation für einige Zeit mit dem Erdschluss betrieben werden, so lange Berührungsspannungen und Beeinflussungsspannungen auf zulässige Werte begrenzt bleiben.

In Netzen mit niederohmiger oder starrer Sternpunkterdung werden die Transformator-Sternpunkte impedanzlos oder über niederohmige Impedanzen mit Erdpotential verbunden. In Verteilungsnetzen wird die niederohmige Erdung häufig in städtischen Kabelnetzen eingesetzt, um den im Fehlerfall fließenden Erdkurzschlussstrom zu reduzieren. Im Gegensatz zu isoliert oder gelöscht betriebenen Netzen ist dabei keine unterbrechungsfreie Stromversorgung im Fehlerfall möglich. Der Netzschutz muss hier stets dreiphasig ausgeführt werden, um eine sichere und selektive Schutzauslösung zu gewährleisten. Im Fehlerfall muss einerseits ein sicheres Ansprechen des Netzschutzes gewährleistet sein, andererseits aber der Erdkurzschlussstrom und die Sternpunktspannung möglichst gering bleiben. Die Erdungsanlage ist hinsichtlich ihrer thermischen Belastung auf der Basis des Erdkurzschlussstromes auszulegen. Maßgebend für die Bemessung der Berührungsspannung ist der Erdkurzschlussstrom, vermindert um den anlagenanteiligen Transformatorstrom.

Kennzeichnend für die Klassierung von Netzen nach der Art der Sternpunktbehandlung ist das von der Fehlerstelle aus gesehene Verhältnis der Impedanz des Mitsystems zur Impedanz des Nullsystems. Die Mitimpedanz an einem beliebigen Netzpunkt wird durch die Einspeisungen, Leitungen und Lasten bestimmt. In Abhängigkeit der Netzgröße spielen die Nullimpedanzen der Kabel und Freileitungen und deren Erdkapazitäten zunehmend eine wichtige Rolle. Lasten beteiligen sich in Mittelspannungsnetzen nicht an der Nullimpedanz. Betriebsfrequente Überspannungen werden durch den Erdfehlerfaktor Delta erfasst, der als das Verhältnis der Leiter-Erd-Spannung der nicht vom Fehler betroffenen Leiter während eines Fehlers mit Erdberührung zur Leiter-Erd-Spannung im Normalbetrieb definiert ist. Ebenso lässt sich das Verhältnis des einpoligen Kurzschlussstromes zum dreipoligen Kurzschlussstrom in Abhängigkeit der Sternpunkterdung berechnen. Im Hinblick auf eine möglichst unterbrechungsfreie Stromversorgung aller Kunden bietet der Betrieb mit isoliertem Sternpunkt oder Erdschlusslöschung einige Vorteile. Gründe für einen Übergang von Erdschlusskompensation auf niederohmiger Erdung können sein:

- ein starker Anstieg des Kabelanteils im Netz und dem damit verbundenen Anstieg des Erdschlussstroms im Fehlerfall
- eine nicht kompensierbare Vergrößerung des Erdschlussstroms durch Oberschwingungen, so dass die sonst selbsttätige Löschung frei brennender Lichtbögen verhindert wird.

Bei der niederohmigen Erdung sind eine schnelle und selektive Fehlererfassung sowie die vereinfachte Netztrennung zur Begrenzung der Kurzschlussleistung möglich. Dem steht jedoch aufgrund der hohen Fehlerströme ein erheblich höherer Aufwand für die Erdungsanlagen und notwendigen Maßnahmen zur Begrenzung der Beeinflussungsproblematik gegenüber. Der Übergang in umgekehrter Richtung kann dann angezeigt sein, wenn z.B. aufgrund schwieriger Erdungsverhältnisse die Beeinflussungs- und Gefährdungsprobleme im Fehlerfall nicht beherrschbar sind oder sich eine geforderte Versorgungszuverlässigkeit selbst bei Anwendung der Kurzunterbrechung nicht erreichen lässt.

Sofern Sicherheitsfragen sowie Fragen im Zusammenhang mit der Versorgungsqualität zu einer Umstellung des einmal gewählten Konzepts zwingen, sind diese in der Regel mit erheblichem Aufwand und großen Kosten verbunden. Wesentlicher Gesichtspunkt bei der Abwägung zwischen den Vor- und Nachteilen muss dabei immer eine wirtschaftliche und zuverlässige Energieversorgung sowohl aus der Sicht des Kunden als auch der Perspektive des Netzbetreibers sein.

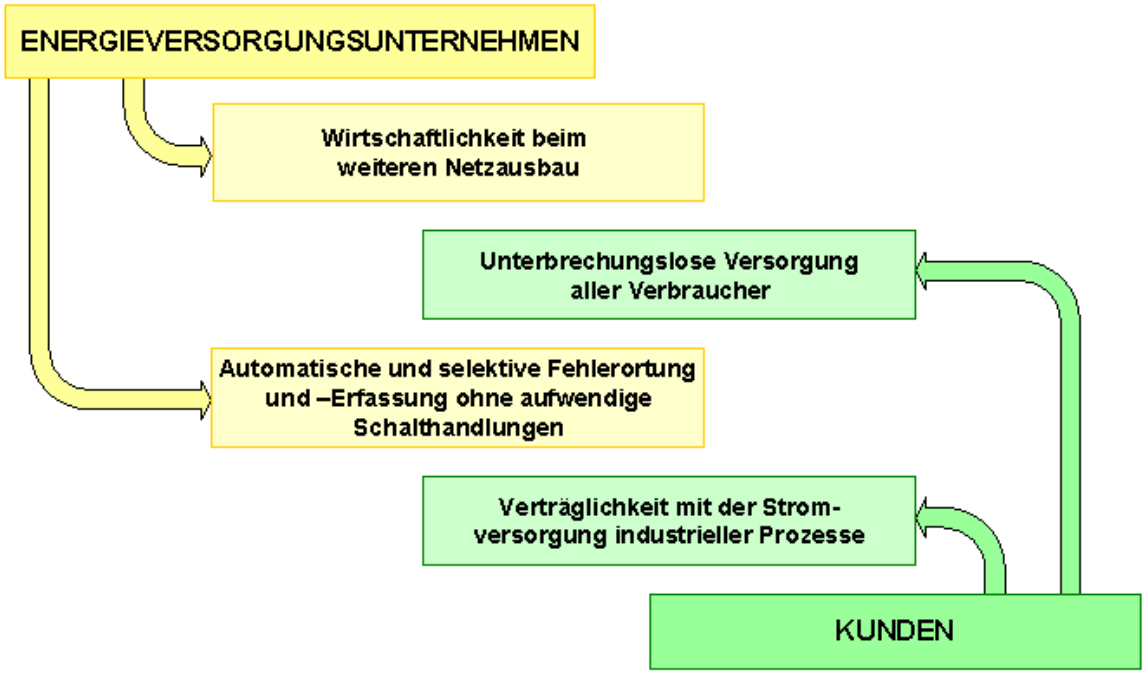
Universität Dortmund
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft
Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

FKH-/VSE-Fachtagung
Erdschlussprobleme in Verteilnetzen

Erdschlussmanagement, eine Frage der Sternpunktbehandlung

Prof. Dr.-Ing. Edmund Handschin

1. Einleitung
2. Sternpunktbehandlung
3. Betriebliche und anlagentechnische Aspekte
4. Kriterien zur Wahl der Sternpunktbehandlung
5. Zusammenfassung



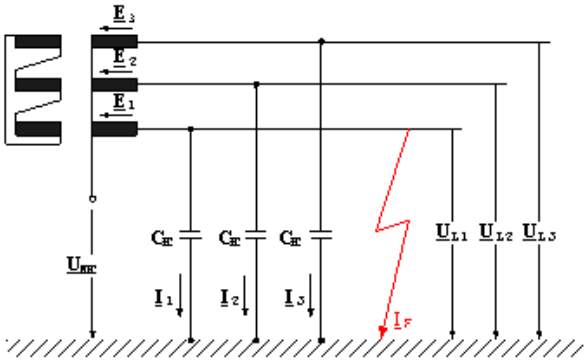
Betriebs- und kundenabhängige Forderungen an die Sternpunktbehandlung

2

DIN EN 60909 (VDE 0102)	Kurzschlussströme in Drehstromnetzen
DIN EN 60071 (VDE 0111)	Isolationskoordination (enthält IEC Publikation 71)
DIN VDE 0141	Erdungen für Starkstromanlagen mit Nennspannungen über 1 kV (A2 enthält die IEC Publikation 64)
DIN VDE 0228	Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen
IEC-Publ. 909	Short circuit current calculation in three-phase AC systems
IEC-Publ. 865	Calculation of the effects of short-circuit currents
IEC-Publ. 71	Insulation co-ordination
IEC-Publ. 64	Draft IEC Publ. 364, Chapt. 44: Protection against overvoltages

VDE-Vorschriften und IEC-Publikationen mit Bezug zur Sternpunktbehandlung

et·esw UNI DORTMUND 3



$\underline{U}_{L1} = 0$ $\quad \underline{I}_1 = 0$

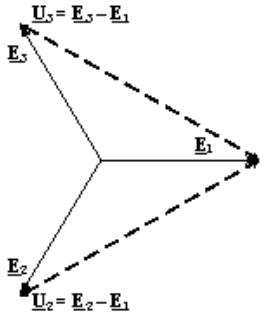
$\underline{U}_{L2} = \underline{E}_2 - \underline{E}_1$ $\quad \underline{I}_2 = j\omega C_E(\underline{E}_2 - \underline{E}_1)$

$\underline{U}_{L3} = \underline{E}_3 - \underline{E}_1$ $\quad \underline{I}_3 = j\omega C_E(\underline{E}_3 - \underline{E}_1)$

$\underline{U}_{EE} = -\underline{E}_1$

$\underline{I}_F = -(\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3) = -j\omega C_E(-2\underline{E}_1 + \underline{E}_2 + \underline{E}_3)$

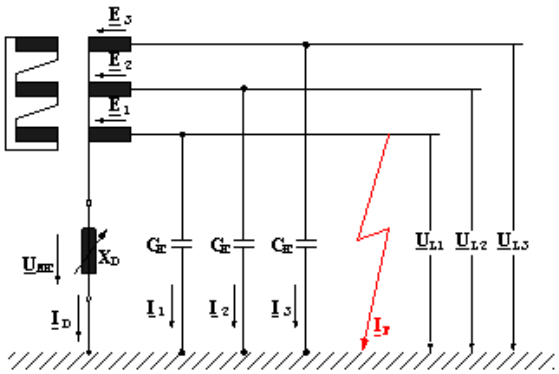
$\underline{I}_F = -j3\underline{E}_1\omega C_E = j\omega C_E \sqrt{3}\underline{U}_{bF}$



Zeigerdiagramm der Spannungen eines Drehstromsystems bei Fehler in L1

Erdschluss in einem Netz mit isoliertem Sternpunkt

et·esw UNI DORTMUND 4



Spulenstrom

$$\underline{I}_D = -\frac{\underline{E}_1}{jX_D}$$

Fehlerstrom

$$\underline{I}_F = -(\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 + \underline{I}_D) = -j\left[\omega C_E(-2\underline{E}_1 + \underline{E}_2 + \underline{E}_3) + \frac{\underline{E}_1}{X_D}\right]$$

$$\underline{I}_F = \underline{I}_C + \underline{I}_D = -j3\underline{E}_1\left[\omega C_E - \frac{1}{3X_D}\right]$$

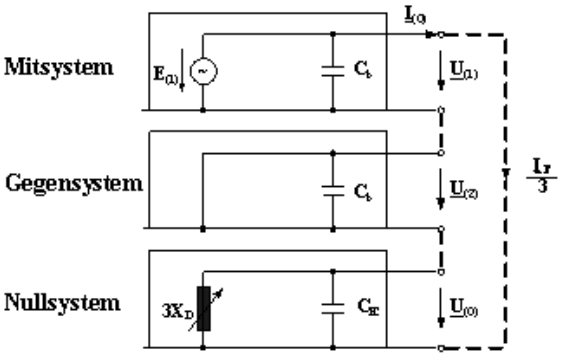
Resonanzbedingung

$$3X_D = \frac{1}{\omega C_E}$$

Erdschluss am Leiter L1 eines Netzes mit Erdschlusskompensation

et·esw UNI DORTMUND

5



Reaktanz und Fehlerstrom im Nullsystem (verlustfrei):

$$X_{(0)} = \frac{\frac{1}{\omega C_E} \cdot 3X_D}{\frac{1}{\omega C_E} - 3X_D} \qquad \underline{X}_F = \frac{\sqrt{3}\underline{U}_{bF}}{jX_{(0)}}$$

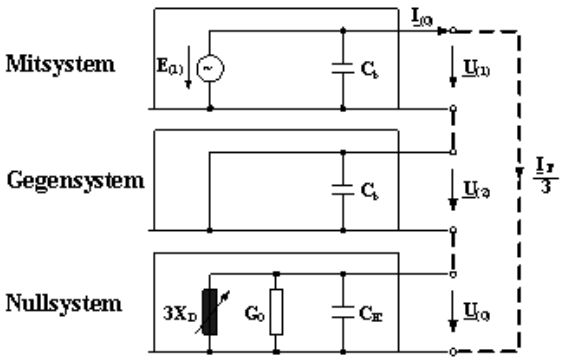
Spulenstrom im Resonanzfall (verlustfrei):

$$\underline{I}_D = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_{bF} \cdot \omega C_E$$

Vereinfachtes Ersatzschaltbild in symmetrischen Komponenten eines kompensierten Netzes

et·esw UNI DORTMUND

6



Ableitbelag mit Verlustfaktor d:

$$G_0 = d\sqrt{\frac{\omega C_E}{3X_D}}$$

Verstimmung der Löschspule v:

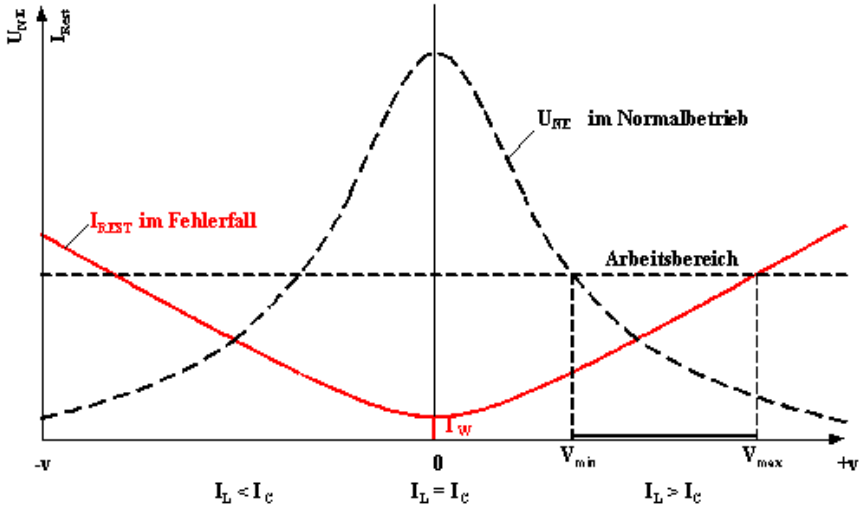
$$v = \frac{I_D}{I_C} - 1 = \frac{1}{3X_D \cdot \omega C_E} - 1 \quad \underline{I}_D = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_{bF} \cdot \omega C_E$$

Erdschlussreststrom an der Fehlerstelle:

$$\underline{I}_{Rest} = 3 \cdot \underline{I}_0 = 3\omega C_E (d + jv) \frac{U_{bF}}{\sqrt{3}}$$

Vereinfachtes Ersatzschaltbild in symmetrischen Komponenten eines kompensierten Netzes

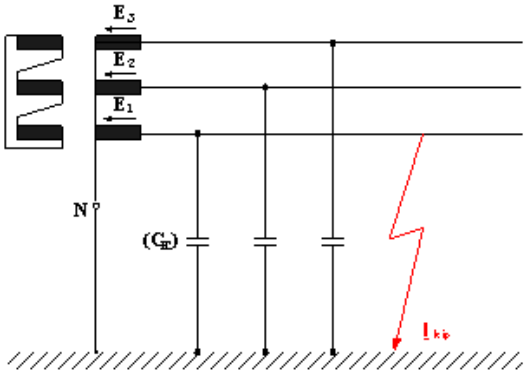
et·esw UNI DORTMUND 7



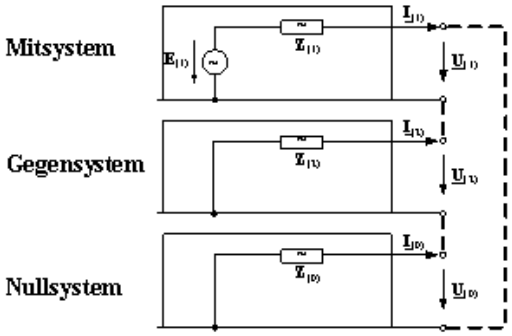
Verlagerungsspannung und Reststrom eines kompensierten Netzes in Abhängigkeit der Verstimmung der Löschspule wobei $I_w = Re\{\underline{I}_{Rest}\}$

et·esw UNI DORTMUND 8

Netz mit starr geerdetem Sternpunkt



Vereinfachtes Ersatzschaltbild in symmetrischen Komponenten



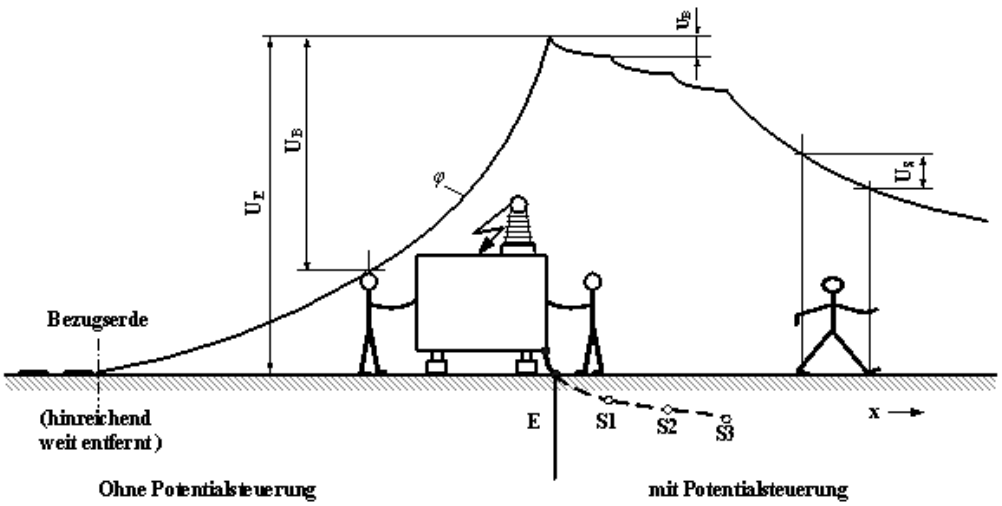
$$I''_{k1p} = 3 \cdot I_{(0)} = \frac{1.1 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{fN}}{X_{(1)} + X_{(2)} + X_{(0)}}$$

$$U^{F}_{(0)} = \frac{U_{bF}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{X_{(0)}}{X_{(1)} + X_{(2)} + X_{(0)}} = \frac{U_{bF}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{X_{(0)}/X_{(1)}}{2 + X_{(0)}/X_{(1)}}$$

Netz mit starr geerdetem Sternpunkt

et·esw UNI DORTMUND

9



Definition von Erderspannung U_E, Schrittspannung $_S$ U, Berührungsspannung U_B und Potentialverlauf φ nach VDE 0141

et·esw UNI DORTMUND

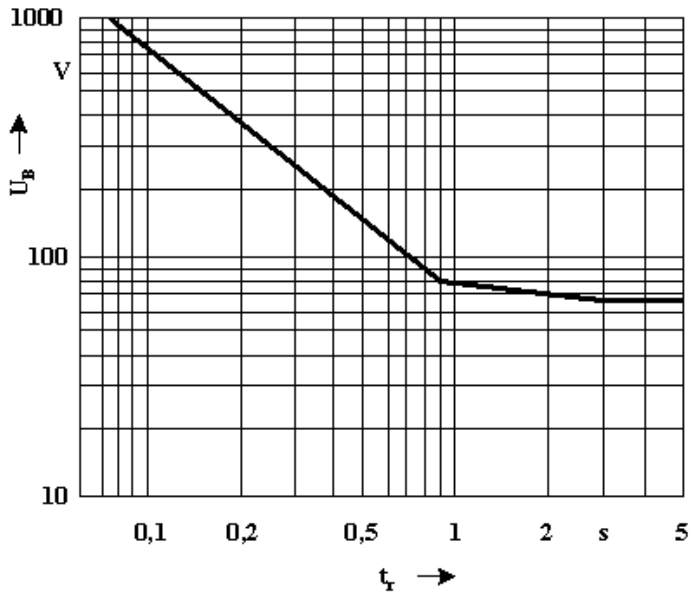
10

Sternpunktbehandlung im Netz	isolierter Sternpunkt	Erdschlusskompensation	niederohmige Sternpunkterdung
Maßgebend für: Erderspannung (Berührungsspannung)	I_c	mit Spule: $\sqrt{I^2_{ESp} + I^2_{Rest}}$ ohne Spule: I_{Rest}	I_E
Thermische Belastung der Erder und Erdungssammel-Leitungen	I''_{kEE}	I''_{kEE}	I''_{kp}
Erdungsleitungen	I_c	mit Spule: $\sqrt{I^2_{ESp} + I^2_{Rest}}$ ohne Spule: I_{Rest}	I''_{kp}
Einzuhaltende Erder- und Berührungsspannungen U_E und U_B	$U_B \leq 65V$, $U_E \leq 130V$: keine Maßnahmen erforderlich		
	$U_E > 130V$ dann $U_B \leq 65V$ oder Ersatzmaßnahmen		$U_E > 130V$ dann U_B nach Bild 14 oder Schnellausschaltung und Ersatzmaßnahmen

I_c	kapazitiver Erdschlussstrom	I''_{kEE}	Doppelerdschlussstrom
I_{Rest}	Erdschlussreststrom	I''_{kp}	Anfangskurzschlusswechselstrom bei einpoligem Erdkurzschluss
I_{ESp}	Summe der Nennströme der parallel geschalteten Erdschlussspulen in der betrachteten Anlage	I_E	Erdungsstrom

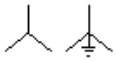
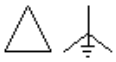
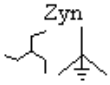
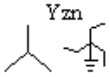
Bemessung von Erdungsanlagen nach DIN VDE 0141

11



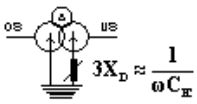
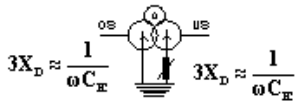
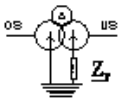
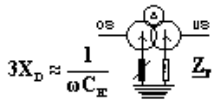
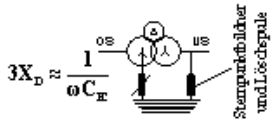
Höchste zulässige Berührungsspannung U_B in Abhängigkeit von der zeitlich begrenzten Dauer nach DIN VDE 0141

12

Typ	Schaltgruppe	Bauart	Belastbarkeit
1	Yyn 	Manteltransformatoren Kerntransformatoren (4-/5-Schenkel-Typ) Einphasentransformatoren	I_E~0
		Kerntransformatoren (3-Schenkel-Typ)	$I_E \leq 0{,}25\ I_T$ $t \leq 1{,}5h$ $I_E \leq 0{,}2\ I_T$ $t \leq 3h$ $I_E \leq 0{,}1\ I_T$ $t \rightarrow \infty$
2	Dyn 	-	$I_E \leq I_T$
3	Yyd	Ausgleichswicklung ist für 1/3 der Durchgangsleistung ausgelegt	$I_E \leq 1/3\ I_T$
4	Zyn 	-	wie 1
5	Yzn 	-	$I_E \leq I_T$

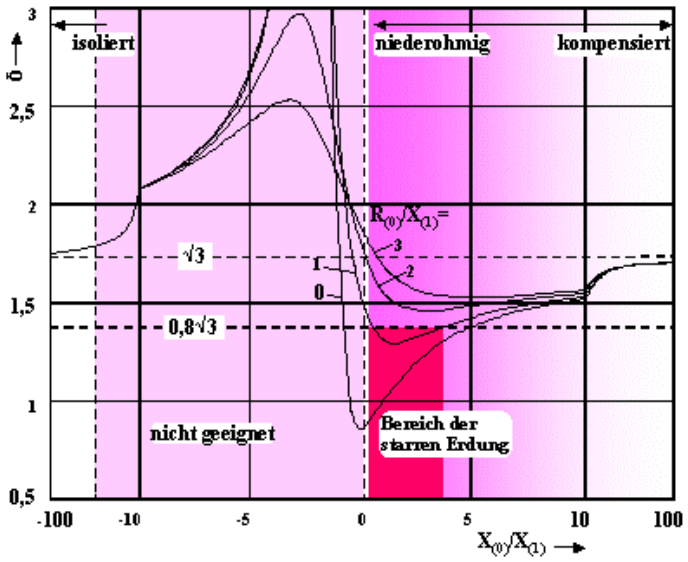
Sternpunktbelastbarkeit von Transformatoren
(I_E – Sternpunktstrom, I_T –Transformator-Bemessungsstrom)

et·esw UNI DORTMUND
13

Sternpunktbehandlung	Beurteilung	Bemerkungen
	nicht möglich	Nullspannungsübertragung auf US-Seite bei Erdkurzschluss auf der OS-Seite (kurzzeitig)
	nicht empfehlenswert	Nullspannungsübertragung auf US-Seite bei Erdschluss auf der OS-Seite (langandauernd)
	möglich	kleine Nullspannungsübertragung auf US-Seite bei Erdkurzschluss auf der OS-Seite
	möglich	kleine Nullspannungsübertragung auf US-Seite bei Erdschluss auf der OS-Seite
	empfehlenswert	kleine Nullspannungsübertragung auf US-Seite bei Erdschluss oder Erdkurzschluss auf der OS-Seite

Beurteilung der Sternpunktbehandlung bei Transformatoren auf der Ober- und Unterspannungsseite in Yy-Schaltung mit Dreiecksausgleichswicklung

et·esw UNI DORTMUND
14



Erdfehlerfaktor:

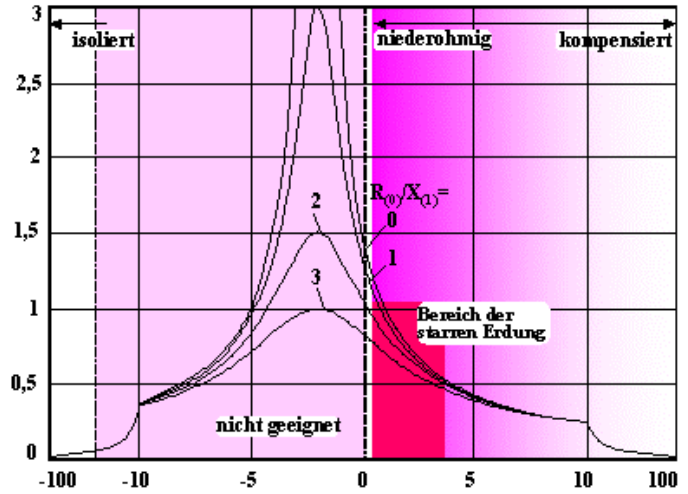
$$\delta_{L2} = \frac{U_{L2}}{U_{L1}/\sqrt{3}} = \frac{1}{2}\left| \frac{3\underline{Z}_{(0)}/\underline{Z}_{(1)}}{2+\underline{Z}_{(0)}/\underline{Z}_{(1)}} + j\sqrt{3} \right|$$

$$\delta_{L3} = \frac{U_{L3}}{U_{L1}/\sqrt{3}} = \frac{1}{2}\left| \frac{3\underline{Z}_{(0)}/\underline{Z}_{(1)}}{2+\underline{Z}_{(0)}/\underline{Z}_{(1)}} + j\sqrt{3} \right|$$

Erdfehlerfaktor δ in Abhängigkeit von $X_{(0)}/X_{(1)}$ bei $R_{(1)}/R_{(2)}=0$

et·esw UNI DORTMUND

15



$$\frac{\underline{I}''_{klp}}{\underline{I}''_{k3p}} = \frac{3\cdot\underline{Z}_{(1)}/\underline{Z}_{(0)}}{1+2\cdot\underline{Z}_{(1)}/\underline{Z}_{(0)}}$$

$$\left|\frac{\underline{I}''_{klp}}{\underline{I}''_{k3p}}\right| = \left|\frac{3}{2+X_{(0)}/X_{(1)} - jR_{(0)}/X_{(1)}}\right| \quad \text{mit } R_1 = 0$$

I_{klp}“/I_{k3p}“ in Abhängigkeit von $X_{(0)}/X_{(1)}$ bei $R_{(0)}/R_{(1)}=0$

et·esw UNI DORTMUND

16

	Vorteile	Nachteile
Isolierter Sternpunkt	Geringer Erdschlussstrom in kleinen Netzen	Nur in Netzen geringer Ausdehnung bei Einhaltung der Löschbedingungen anwendbar
	Unterbrechungsfreie Aufrechterhaltung des Netzbetriebes bei Erdschluss	Spannungserhöhung in den gesunden Phasen um den Faktor √3, dadurch höhere Isolations-beanspruchung
	Netzschutz nur zweipolig nötig	Sternpunktverlagerung
	Geringe Beeinflussung benachbarter Anlagen, dadurch einfachere Erdungsanlagen	Fehlerortung schwierig
	Selbständige Fehlerbereinigung bei Einhaltung der Löschbedingungen möglich	Sehr begrenzte Erweiterungsmöglichkeit bestehender Netze

Beurteilung der Sternpunktbehandlung (1)

et·esw UNI DORTMUND

17

	Vorteile	Nachteile
Sternpunkt mit Kompensationsspule	Geringer Erdschlussreststrom bei Abstimmung der Löschspulen	Spannungserhöhung in den gesunden Phasen um den Faktor √3, dadurch höhere Isolationsbeanspruchung
	Unterbrechungsfreie Aufrechterhaltung des Netzbetriebes bei Erdschluss	Sternpunktverlagerung
	Netzschutz nur zweipolig notwendig	Fehlerortung schwierig
	Geringe Beeinflussung benachbarter Anlagen, dadurch einfachere Erdungsanlagen	Erweiterungsmöglichkeit bestehender Netze durch Erdschlussstromzuwachs begrenzt
	Selbständige Fehlerbereinigung bei Einhaltung der Löschbedingungen möglich	Dauernde Abstimmung der Spulen auf den Schaltzustand des Netzes
	Netze größerer Ausdehnung als bei isoliertem Sternpunkt	Kosten für Spulen und Regeleinrichtungen

Beurteilung der Sternpunktbehandlung (2)

et·esw UNI DORTMUND

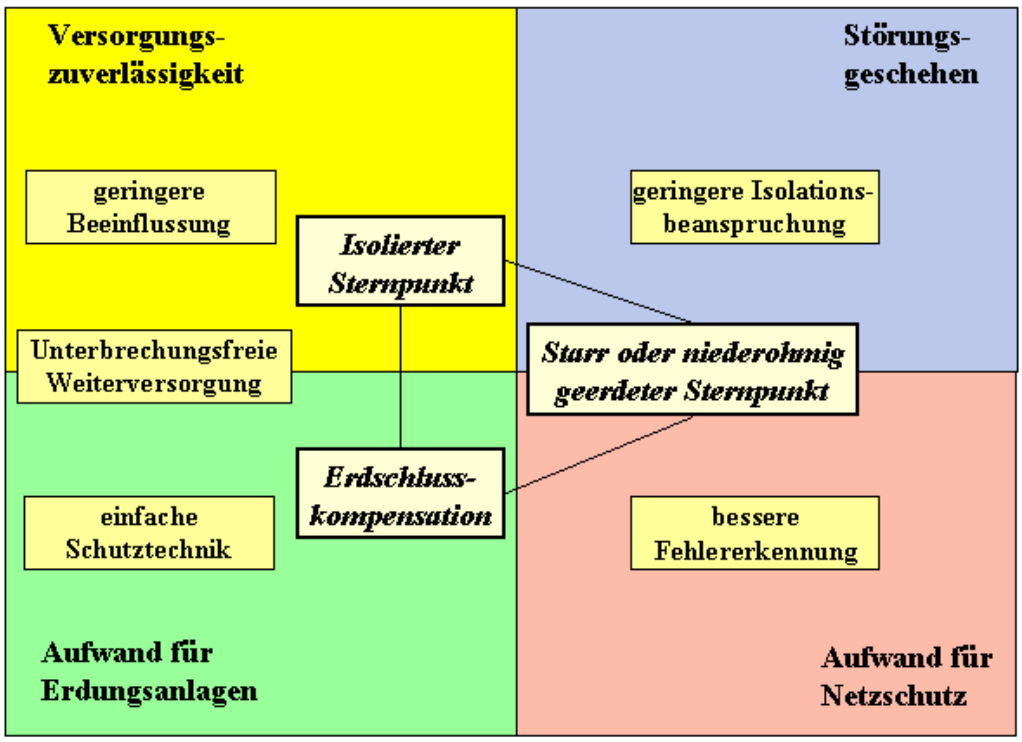
18

	Vorteile	Nachteile
Niederohmig oder starr geerdeter Sternpunkt	Geringere Spannungserhöhung in den gesunden Phasen	Keine unterbrechungsfreie Aufrechterhaltung des Netzbetriebes im Fehlerfall
	Geringere Sternpunktspannung im Erdschlussfall	Sehr hohe Fehlerströme machen schnelle Abschaltung notwendig
	Netze beliebiger Ausdehnung betreibbar	Aufwendige Erdungsanlagen nötig
	Erdschlussbehafteter Netzteil durch automatische Schutzlösung bekannt	Dreipoliger Netzschutz erforderlich
	Geringe Dauer des Fehlers	

Beurteilung der Sternpunktbehandlung (3)

et·esw UNI DORTMUND

19



Einfluss örtlicher und betrieblicher Gegebenheiten
auf die Wahl der Sternpunktbehandlung

et·esw UNI DORTMUND

20

FKH - / VSE – Fachtagung

10. November 2004

Erdschlussprobleme in Verteilnetzen

Exploitation d’un réseau MT du point de vue de la gestion des défauts à la terre

O. Bissat
Services Industriels de Genève

1976	Diplôme d'ingénieur électricien EPFL
1976 – 1983	Assistant puis Ingénieur à l'EPFL – Laboratoire de Réseaux d'Energie électrique
1983 – 1986	Ingénieur de projet chez BBC – Section "Netzleittechnik"
Depuis 1986	Coordonnateur de projet à SIG – Service de l'électricité: Protection, planification, études de réseau

Exploitation d’un réseau MT du point de vue de la gestion des défauts à la terre

O. Bissat

Services Industriels de Genève

Les Services industriels de Genève (SIG) alimentent plus de 250'000 clients en MT et BT.

Environ 30% de l'énergie électrique est produite dans le canton (centrales hydro-électriques de Verbois, de Chancy-Pougny et du Seujet, centrale thermique de UIC, production photovoltaïque). Le reste est acheminé par le réseau de transport THT.

Un réseau de répartition maillé 130 kV, avec mise à la terre directe, achemine l'énergie vers 8 postes HT/MT, où l'énergie électrique est transformée en 18 kV.

Le réseau 18 kV est un réseau compensé, exploité en antenne, mais bouclable. Il est formé de 23 micro-réseaux, chacun avec :

- 1 transformateur de 30, 31.5 ou 63 MVA, 130/18 kV, Ynd11,
- 6 à 14 départs "ligne",
- 1 transformateur zigzag "formateur de neutre", qui, dans les postes récents, a un enroulement supplémentaire pour les services auxiliaires du poste,
- 1 bobine de point neutre réglable (bobine de Petersen),
- 1 cellule d'injection pour la télécommande centralisée de charges (1050 Hz).

La bobine de point neutre est prévue pour un courant nominal de 160, respectivement 400 ou 600 A, ceci durant 3 h.

Elle est réglable de 10% à 100%, au moyen d'un noyau plongeur. Le réglage de la bobine dans le réseau sain se fait par résonance série. Un défaut à la terre dans un micro-réseau est détecté par les tensions de phases dont l'une est nulle et les 2 autres sont à la tension composée. A l'endroit du défaut, le courant de la bobine compense le courant de capacité contre terre des 2 phases saines. Ainsi le courant est presque nul et la tension de pas reste dans les limites admissibles.

Lorsque le défaut subsiste, la détection du départ à la terre se fait au moyen d'un relais wattmétrique, avec injection d'un courant ohmique. La recherche du défaut se fait en mettant en parallèle 2 départs d'un même micro-réseau et en sectionnant successive-ment, manuellement dans les postes MT/BT, jusqu'à ce que la détection de terre "bascule" d'un départ sur l'autre.

Les avantages sont :

- dans certains cas, le défaut peut s'éliminer de lui-même,
- le courant au lieu du défaut est très faible, il n'y a pas de risque que la tension de pas soit trop élevée,
- si le court-circuit n'évolue pas en bi- ou triphasé, le défaut peut être isolé et la réparation effectuée sans que le client n'ait été coupé.

Les inconvénients sont :

- les 2 phases saines sont soumises à la tension composée contre terre, ce qui fait souvent "ressortir" un autre défaut; ceci entraîne alors la coupure de 2 liaisons au lieu d'une seule,
- dans un réseau essentiellement câblé, le défaut s'élimine rarement tout seul,
- le réglage automatique de la bobine est souvent délicat,
- la détection du départ en défaut ne fonctionne pas toujours.

En conclusion, on peut dire que le courant de défaut à la terre, qui est élevé pour un réseau câblé, doit être limité pour rester dans les limites de la loi. La compensation complète permet de ne pas couper le départ, mais sollicite davantage le réseau. Il est alors important que les câbles soient en bon état, sinon on risque de faire ressortir d'autres défauts. La fiabilité de l'indication du départ à la terre est également importante pour la rapidité de la recherche. Enfin, vu les investissements importants, l'historique, c'est-à-dire ce qui existe déjà dans le réseau, joue un grand rôle, un changement de philosophie entraînant des investissements importants.

Sommaire

- **Description du réseau de SIG**
- **Exploitation du réseau MT avec bobine d’extinction**
- **Avantages et inconvénients**
- **Conclusion**

version éditée le 26.10.2004

Partie 1

Description du réseau SIG

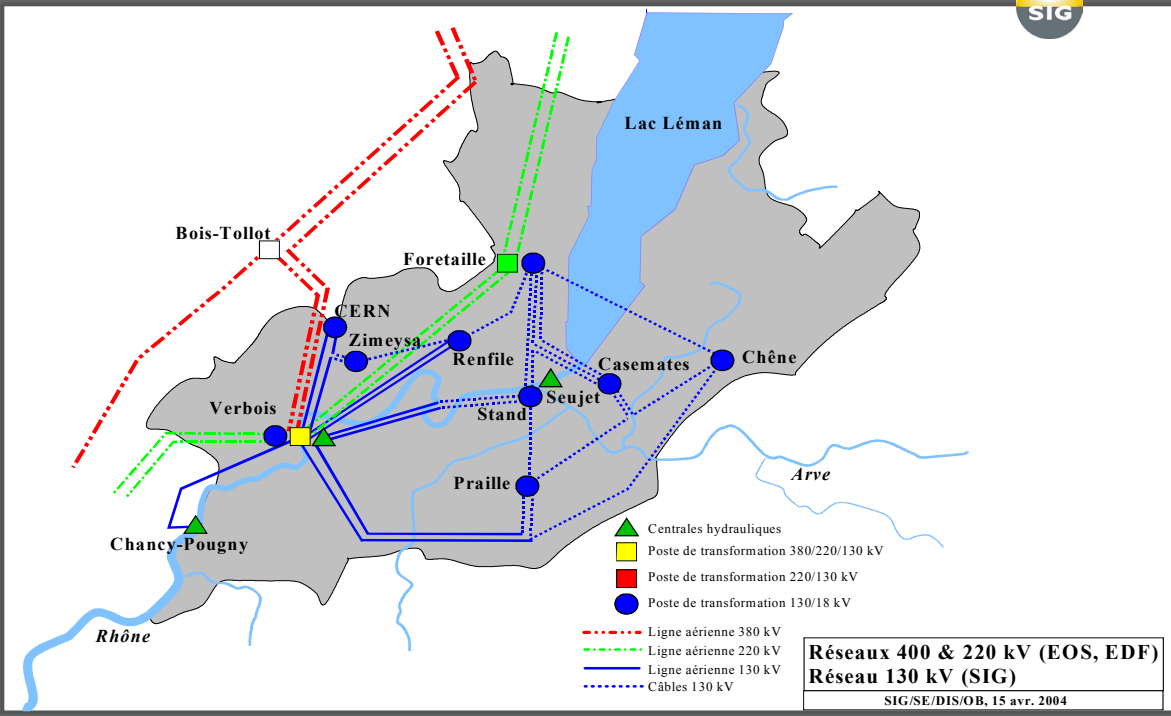
version éditée le 26.10.2004

Description du réseau électrique de SIG

- **Les Services industriels de Genève, SIG, alimentent plus de 250’000 clients en BT et en MT. 2.7 TWh/an – Pmax = 460 MW**
- **Environ 30% de l'énergie électrique est produite dans le canton : centrales hydroélectriques de Verbois, de Chancy-Pougny et du Seujet, centrale thermique de UIC (usine d’incinération des déchets des Cheneviers), production photovoltaïque.**
- **Le reste provient de l’extérieur par le réseau de transport THT.**
- **Un réseau de répartition maillé 130 kV achemine l'énergie vers 8 postes de transformation HT/MT.**

version éditée le 26.10.2004

Description du réseau électrique de SIG



version éditée le 26.10.2004

Description du réseau électrique de SIG

- **Dans les 8 postes HT/MT, il y a 23 micro-réseaux et 180 départs 18 kV :**
  - Verbois 2 micro-réseaux 21 départs
  - Praille 3 micro-réseaux 22 départs
  - Stand 5 micro-réseaux 42 départs
  - Renfile 2 micro-réseaux 20 départs
  - Chêne 4 micro-réseaux 16 départs
  - Foretaille 4 micro-réseaux 28 départs
  - Casemates 2 micro-réseaux 22 départs
  - Zimeysa 1 micro-réseau 9 départs
- **Chaque micro-réseau comprend**
  - un transformateur 130/18 kV de 30, 31.5 ou 63 MVA, YN**d**11
  - 6 à 14 départs "ligne" MT
  - un transformateur zigzag "formateur de neutre" et une bobine de point neutre réglable. Dans les postes récents, le transformateur zigzag a un enroulement supplémentaire pour alimenter les services auxiliaires du poste.
  - une cellule d’injection pour la télécommande centralisée de charges (TCC).

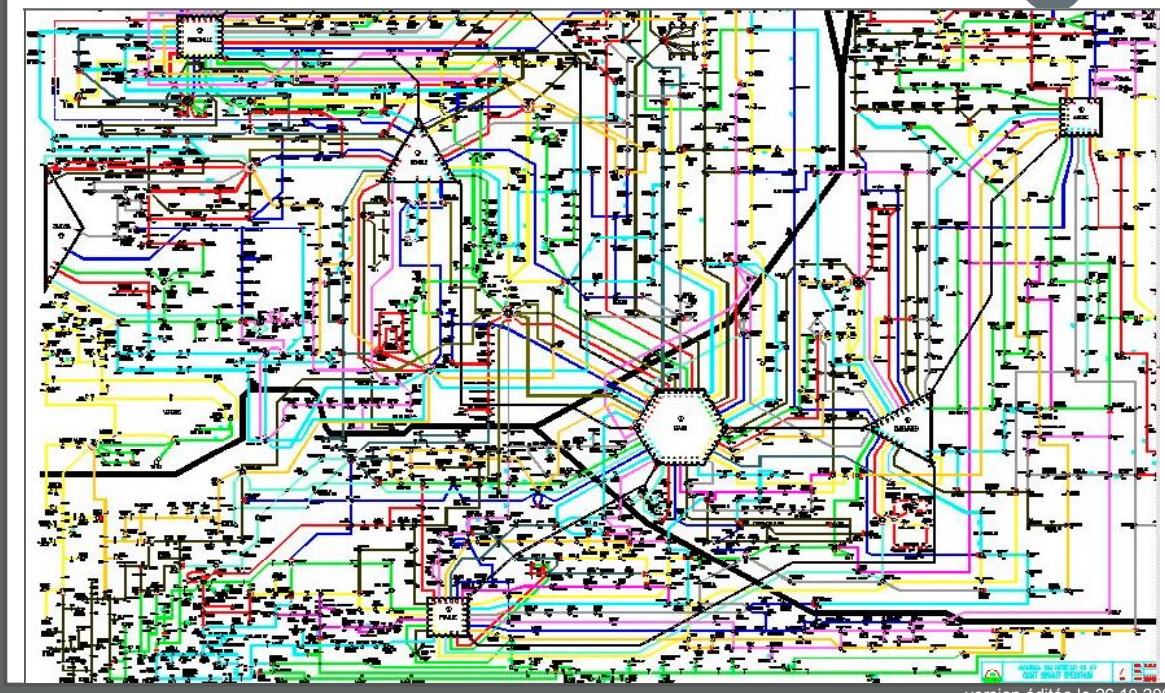
version éditée le 26.10.2004

Description du réseau électrique de SIG

- **Le réseau 18 kV est un réseau compensé.**
- **La tension réglée est de 18.2 kV.**
- **Il est exploité en antenne, mais est bouclable.**
- **95 km ligne aériennes – 1050 km de câbles.**
- **Tout les matériel est isolé pour la tension 24 kV et les câbles sont des câbles 20 kV.**
- **Chaque départ MT est équipé d'une protection à maximum de courant instantanée et d'un relais wattmétrique.**

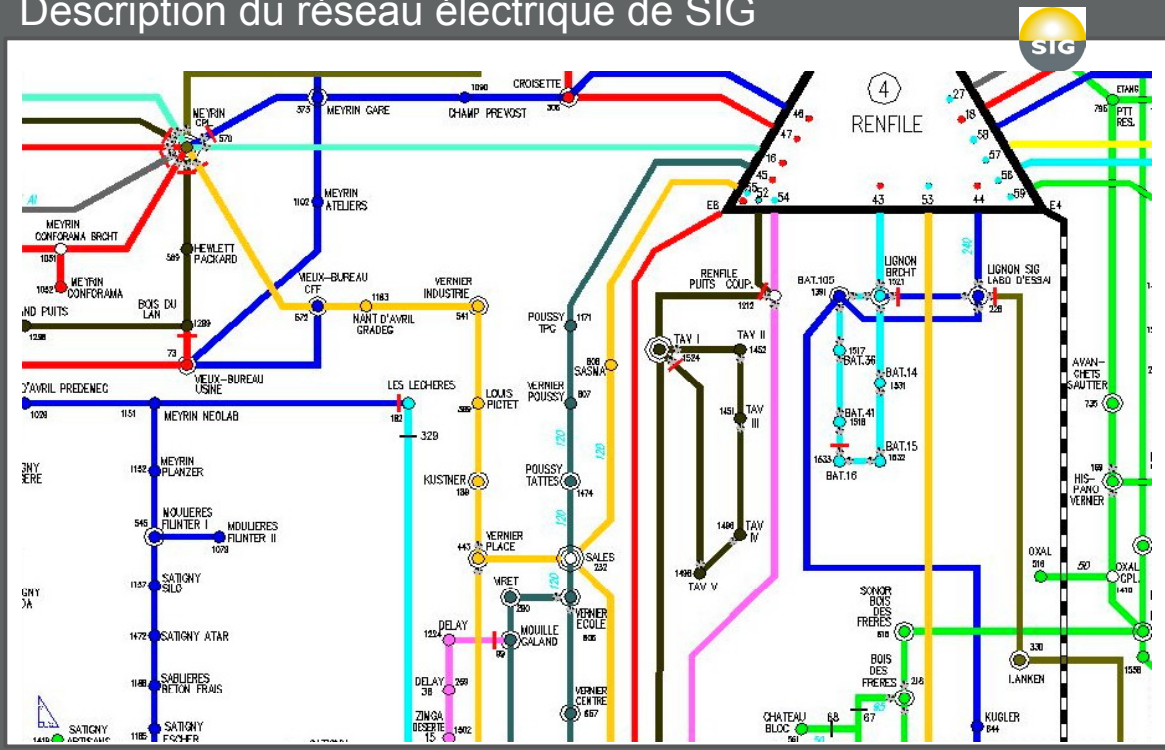
version éditée le 26.10.2004

Schéma MT global



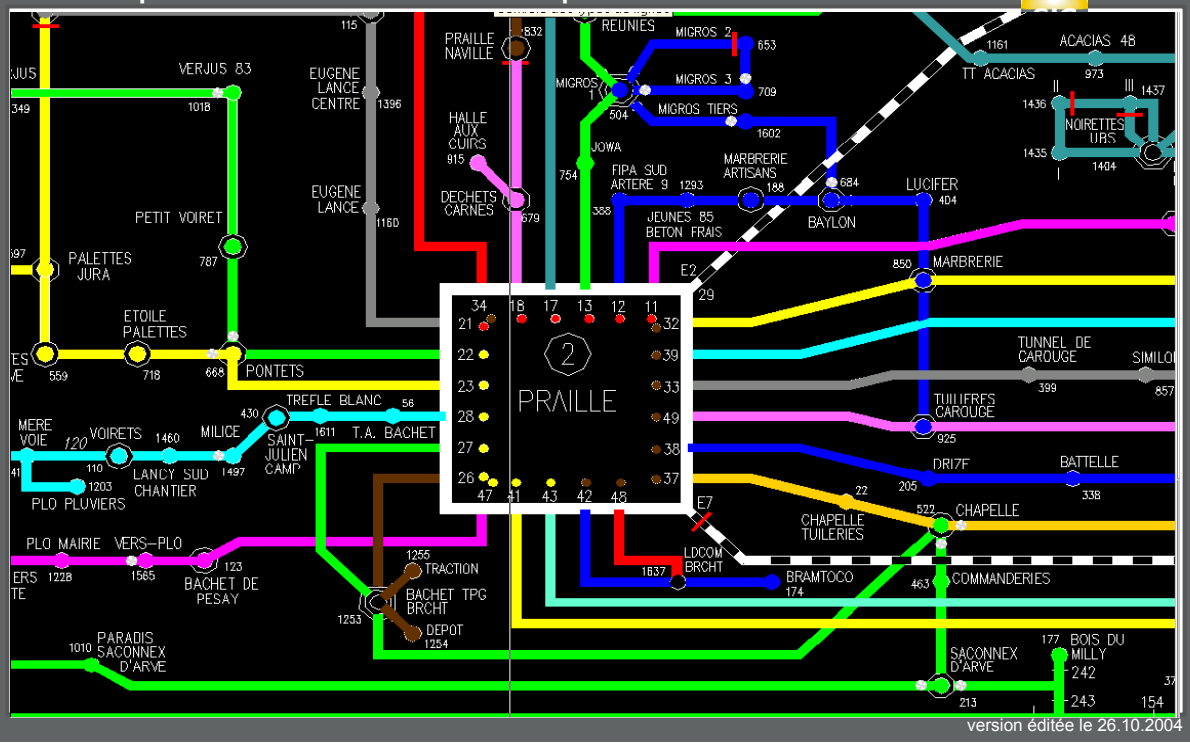
version éditée le 26.10.2004

Description du réseau électrique de SIG



version éditée le 26.10.2004

Description du réseau électrique de SIG



version éditée le 26.10.2004

SIG

Partie 2

Exploitation d’un réseau MT avec bobine d’extinction (ou bobine de Petersen)

version éditée le 26.10.2004

Transformateur PN et SA

- **Transformateur de point neutre : ZN, 4318 kVar = 400 A pendant 3 h**
- **Enroulement supplémentaire pour les services auxiliaires du poste : 250 kVA, yn, 18’700/420 V**

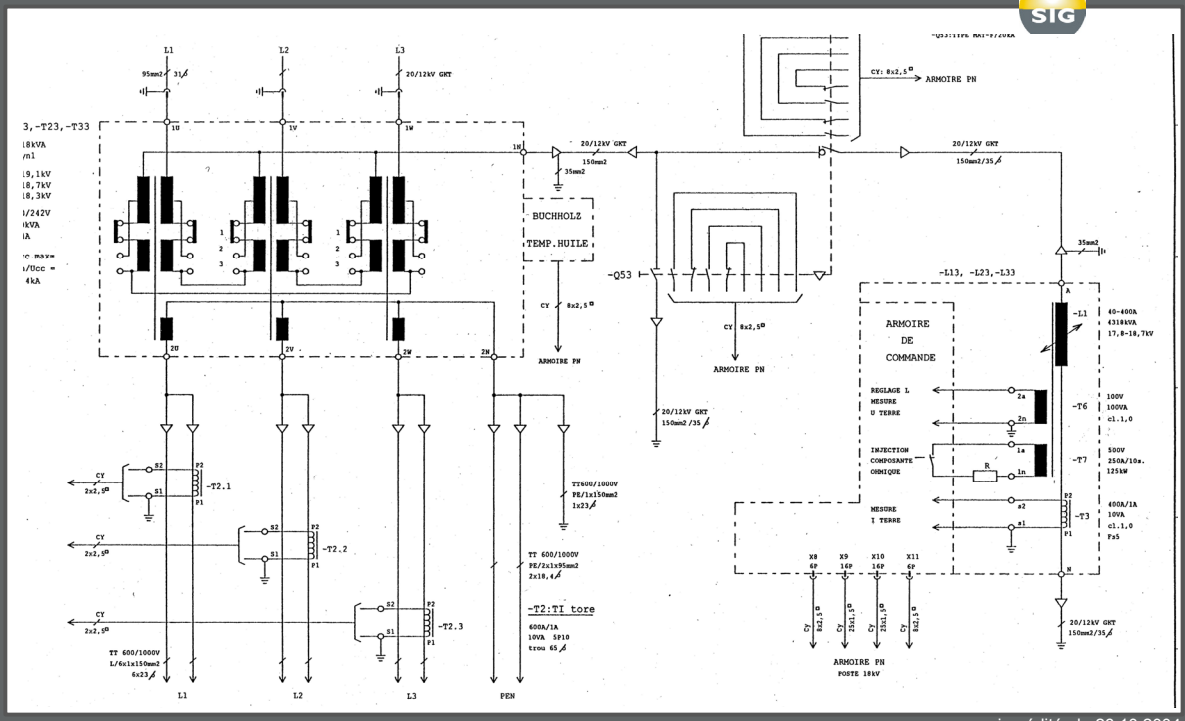
version éditée le 26.10.2004

Bobine de point neutre

- **Bobine de point neutre réglable de 40 – 400 A 18.7 / √ 3 kV**
- **Enroulement primaire : 18.7 / √ 3 kV 4318 kvar = 400 A pendant 3 h**
- **Enroulement secondaire pour injection de la composante ohmique : 500 V, 250 A pendant 10 s**
- **Enroulement tertiaire pour réglage de la tension de résonance et réglage automatique : 18’700/√ 3 / 100 V, 100 VA, cl. 1**

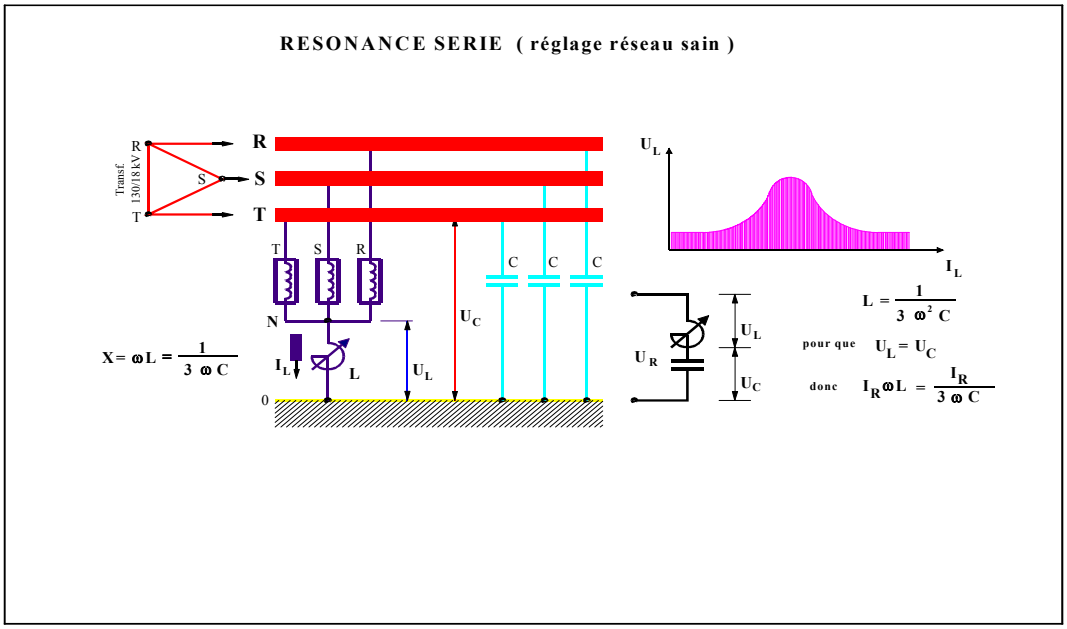
version éditée le 26.10.2004

Transformateur et bobine de point neutre



version éditée le 26.10.2004

Principe de la bobine d’extinction (Petersen)



version éditée le 26.10.2004

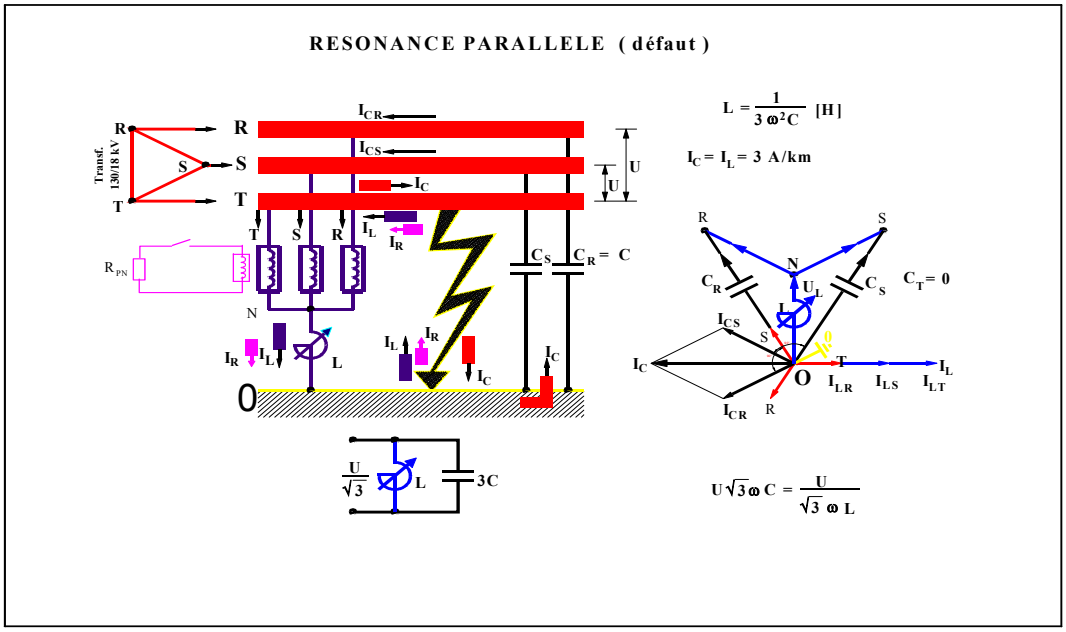
Déroulement lors d’un défaut

- **Détection d’un défaut à la terre qui affecte un micro-réseau par une tension nulle sur une phase et 2 autres phases avec la tension composée contre terre.**
  Si c’est un défaut fugitif, il disparaît. Ceci est rare dans notre réseau essentiellement câblé.

- **Détermination du départ qui est à la terre :**
  - injection pendant 5 s d’une composante ohmique : fermeture du circuit secondaire de la bobine de PN qui contient une résistance => un courant ohmique d’environ 5 à 10 A est superposé au courant réactif.
  - Ce courant est détecté par le relais wattmétrique (cos ϕ = 1) du départ en défaut
    relais alimenté par un TC tore et par un TT en triangle ouvert ou protection intégrée dans le contrôle-commande

version éditée le 26.10.2004

Principe de la bobine d’extinction (Petersen)



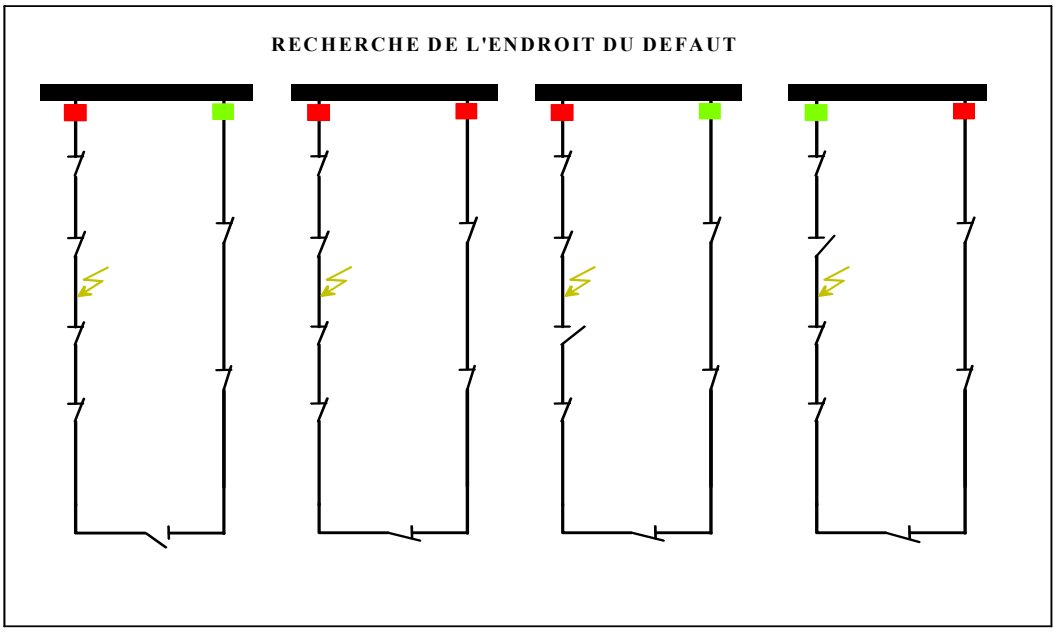
version éditée le 26.10.2004

Déroulement lors d’un défaut

- **La recherche de l’endroit du défaut peut alors commencer :**
  - Mise en parallèle de 2 départs et sectionnements successifs dans les postes MT/BT jusqu’à basculement de l’indication de terre. Commande d’une injection ohmique à chaque détection.
  - Isolation du tronçon de câble en défaut pour réparation.
- **Remarques :**
  - La mise en parallèle ne se fait qu’avec un départ sur le même micro-réseau, afin de ne pas solliciter les départs d’un autre micro-réseau avec la tension composée.
  - Si une telle mise en parallèle n’est pas possible, la recherche du défaut se fait par coupure brève.
  - La recherche du défaut prend ~1 h

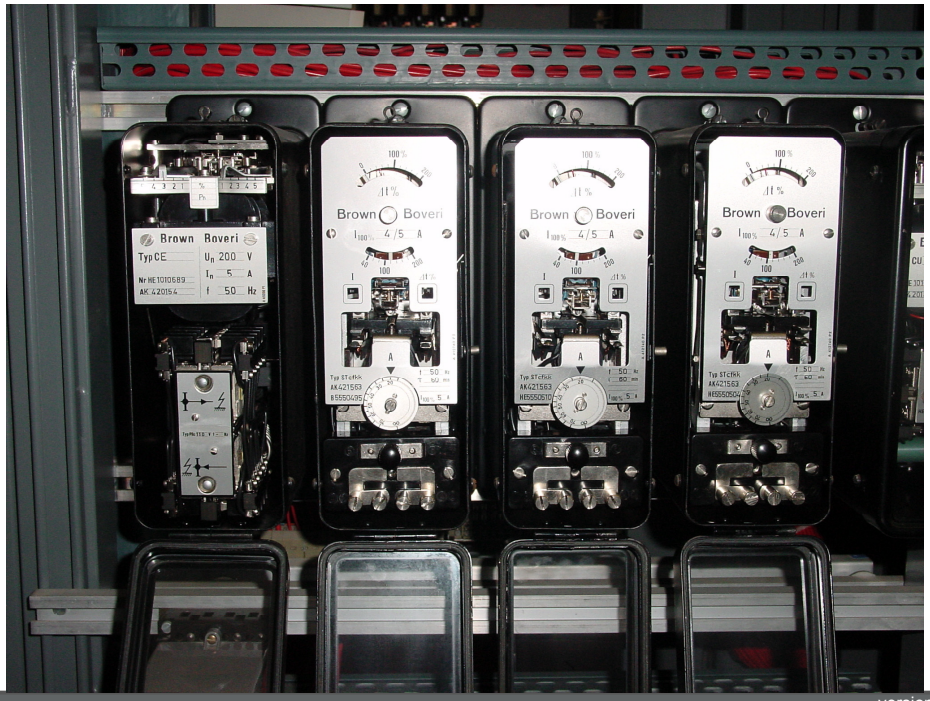
version éditée le 26.10.2004

Déroulement lors d’un défaut



version éditée le 26.10.2004

Détection du départ à la terre



version éditée le 26.10.2004

Partie 3

Avantages et inconvénients

version éditée le 26.10.2004

Avantages et inconvénients

- **Avantages :**
  - Le courant au lieu du défaut est très faible => les tensions de contact et de pas restent dans les limites prévues par la loi.
  - Les conséquences si un câble est touché, par exemple par un coup de pioche, sont minimes pour l’ouvrier.
  - Si tout se passe bien, c’est-à-dire que le défaut n’évolue pas, le tronçon défectueux peut être isolé et la réparation effectuée sans que les clients ne soient coupés.
- **Inconvénient :**
  - Les 2 phases saines sont soumises à la tension composée contre terre, ce qui peut faire "ressortir" un autre défaut. Ceci entraîne alors la coupure de 2 liaisons au lieu d'une seule.
  - Dans un réseau essentiellement câblé, les défauts sont rarement fugitifs et ne s’éliminent pas.
  - Le coût du système (transfo PN+SA ~70 kCHF, bobine avec régulateur ~80 kCHF)

version éditée le 26.10.2004

Remarques faites en exploitation

- **Le réglage de la bobine de PN est parfois délicat : la tension résiduelle au borne de la bobine est très faible et la détection de la valeur de résonance difficile (courbe très plate).**
- **La détection du départ en défaut pose des problèmes avec certains anciens relais wattmétriques. Mais ce problème est moins présent avec les nouvelles cellules MT, où la protection et le contrôle-commande sont intégrés dans le même relais numérique (y compris la détection terre).**
- **Les défauts à la terre évoluent très souvent en défaut biphasé ou triphasé.**
  Ceci est dû en particulier à d’anciens câbles à isolation en PE non réticulés.

version éditée le 26.10.2004

Remarques faites en exploitation

- **En 1 année, sur 30 défauts qui apparaissent en moyenne sur le réseau MT, il y en a ~6 qui sont des défauts monophasés et la moitié évoluent en défaut triphasé. Si cette "évolution" n’est pas trop rapide, les équipes ont le temps de commencer les recherches.**
- **Si le défaut est biphasé ou triphasé, il y a des détecteurs de court-circuit pour accélérer les recherches et donc diminuer le temps de coupure des clients.**

version éditée le 26.10.2004

Conclusion

- **Dans un réseau câblé, vu le courant de défaut important en cas de mise à terre, il est nécessaire de limiter ce courant (bobine d'extinction ou autre système) et, suivant sa valeur, d'ouvrir le départ défectueux rapidement.**
- **L'historique joue un rôle dans les choix.**
  Si les bobines existent déjà, on les utilise.
- **Quel que soit le système, il faut que les réglages et les indications soient fiables.**
- **Un changement de philosophie va nécessiter des investissements dans la protection.**

version éditée le 26.10.2004

FKH - / VSE – Fachtagung

10. November 2004

Erdschlussprobleme in Verteilnetzen

Kurzschlussberechnungen: Standards, Modelle und Applikationen

Dr. L. Busarello

BCP Busarello+Cott+Partner AG, Erlenbach

1976 - 1981	Studium der Elektrotechnik an der ETH Zürich
1981	Diplom als Elektroingenieur ETH
1981 - 1989	BBC Brown Boveri AG in Baden. Ab 1984 Leiter der Software-Entwicklungsabteilung von BBC Brown Boveri AG in Baden
1989	Dissertation an der ETH
1989 - 1995	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische Maschinen der ETH
1989 - heute	Direktor der Firma BCP Busarello+Cott+Partner AG
1995 – 1998	Berater der Vereinten Nationen und des “Danish National Institute for Development“

Kurzschlussberechnungen: Standards, Modelle und Applikationen

Dr. L. Busarello

BCP Busarello+Cott+Partner AG, Erlenbach

Der Verlauf von Strom und Spannung bei Kurzschluss in einem elektrischen Netz ist sehr komplex und kann wegen fehlender Netzinformation nicht direkt simuliert werden. In der Praxis haben sich verschiedene Verfahren zur Berechnung von Kurzschlussströmen/-spannungen durchgesetzt. Sie basieren alle auf einer quasi-stationären Nachbildung des Netzes. Durch Auswertung der Netzeigenschaften werden die Kenngrössen, wie Anfangskurzschlusswechselstrom, Stosskurzschlussstrom, Ausschaltstrom, etc. ermittelt.

Der Vortrag stellt insbesondere die Modelle und Verfahren vor, die in der Vorschrift IEC 60909 enthalten sind. Anhand von Beispielen wird insbesondere der Einfluss der Sternpunktserdung auf den 1poligen Kurzschluss gezeigt.

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

NEPLAN by BCP Switzerland

Inhaltsübersicht

- Einleitung
- Netzmodellierung
- Standards
- Applikation
  - Kurzschluss- und Erdschlussberechnung
  - graphische Auswertung der Fehlerortung

BCP Busarello+Cott+Partner AG

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

NEPLAN by BCP Switzerland

Aktivitäten von BCP

- Gegründet 1988
- Entwicklung, Wartung und Vertrieb des Analyse-Systems NEPLAN für elektrische Netze, Gas-, Wasser- und Fernwärme-Netze
- Ausführen von Dienstleistungen, wie
  - Schulung
  - Netzerfassung und Netzuntersuchung
  - Realisierung individueller Software-Lösungen

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

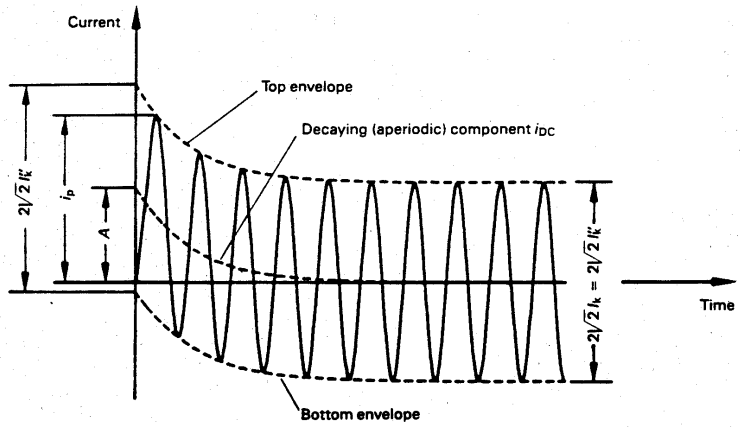
NEPLAN by BCP Switzerland

Wozu Kurzschlussberechnung?

- Dimensionierung der Betriebsmittel (dynamische und thermische Beanspruchung)
- Schutzauslegung (Sicherungen, Überstrom-Zeit Relais, Distanzschutz)
- Auswahl von Leistungsschalter
- Sternpunktbehandlung
- Überspannungen, Isolationsprobleme
- Beeinflussung auf Schwachstrom-Leitungen

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

Verlauf des KS-Stromes (generatorfern)

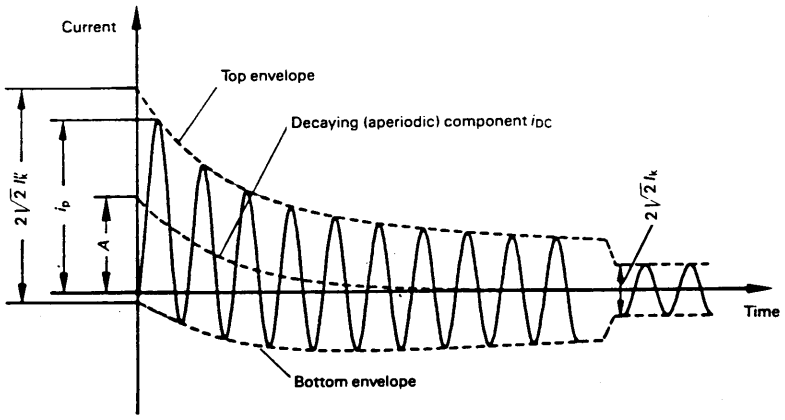


I_k'' = initial symmetrical short-circuit current
i_p = peak short-circuit current
I_k = steady-state short-circuit current
i_{DC} = decaying (aperiodic) component of short-circuit current
A = initial value of the aperiodic component i_{DC}

1. – Short-circuit current of a far-from-generator short circuit (schematic diagram).

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

Verlauf des KS-Stromes (generatornah)



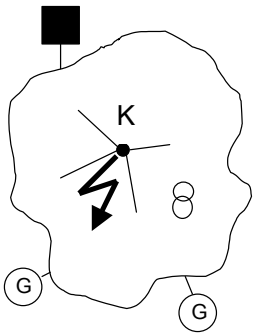
I_k'' = initial symmetrical short-circuit current
i_p = peak short-circuit current
I_k = steady-state short-circuit current
i_{DC} = decaying (aperiodic) component of short-circuit current
A = initial value of the aperiodic component i_{DC}

FIG. 12. – Short-circuit current of a near-to-generator short circuit (schematic diagram).

BCP Busarello+Cott+Partner AG

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

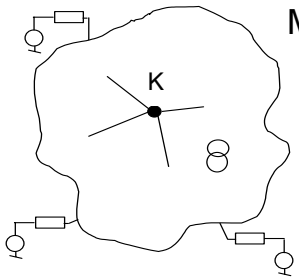
Quasi-stationäre Abbildung des Netzes

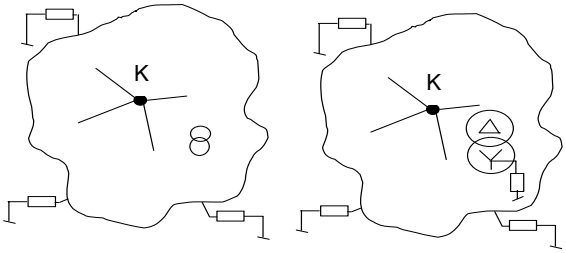


Transformation nach Fortescue, 1918

$[I_{120}] = [S] * [I_{RST}]$

$[U_{120}] = [S] * [U_{RST}]$



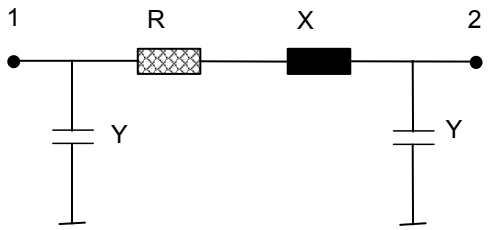


3-phasiges Netz

$$[S] = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad a = -\frac{1}{2} + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$$

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

Model der Leitung



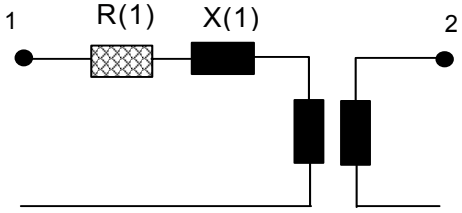
Gleiches Modell für Mit- und Nullsystem, aber unterschiedliche Parameter

R = R' · l	R': Widerstandsbelag für Mit- oder Nullsystem
X = X' · l	X': Reaktanzbelag für Mit- und Nullsystem
Y = 2·Pi·f · C' · l / 2	C': Kapazitätsbelag für Mit- und Nullsystem
	l: Länge
	f: Frequenz

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

Model des Transformators

Mitsystem



Unabhängig von Trafo-Schaltgruppe!

$Z(1) = ukr(1) * Ur1 * Ur1 / Sr$
$R(1) = uRr(1) * Ur1 * Ur1 / Sr$
$X(1) = \sqrt{(Z(1)^2 - R(1)^2)}$

Ukr: Kurzschlussspannung

uRr: Kupferverluste

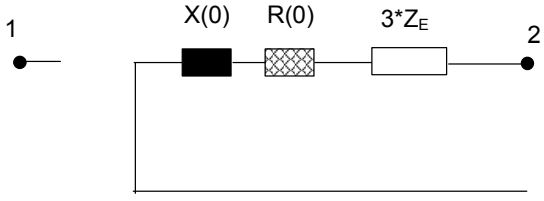
Ur1: Bemessungsspannung primärseitig

Sr: Bemessungsleistung

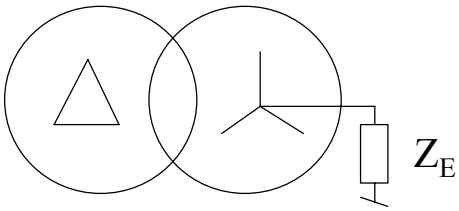
KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

Model des Transformators (Gruppe DY, YZ, DZ)

Nullsystem



Gruppe: DY



$Z(0) = ukr(0) * Ur1 * Ur1 / Sr$
$R(0) = uRr(0) * Ur1 * Ur1 / Sr$
$X(0) = \sqrt{(Z(0)^2 - R(0)^2)}$

Ukr: Kurzschlussspannung

uRr: Kupferverluste

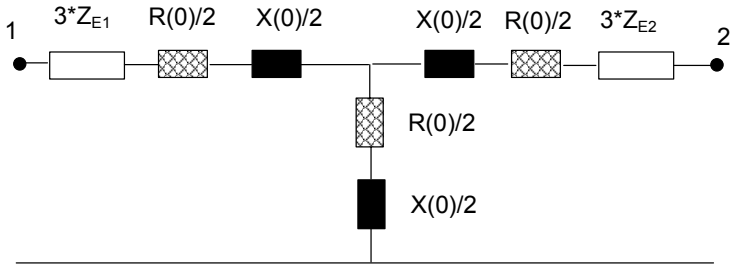
Ur1: Bemessungsspannung primärseitig

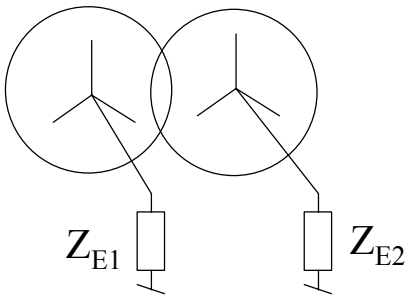
Sr: Bemessungsleistung

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

Model des Transformators (Gruppe YY)

Nullsystem





Z(0) = ukr(0) * Ur1 * Ur1 / Sr
R(0) = uRr(0) * Ur1 * Ur1 / Sr
X(0) = $\sqrt{(Z(0)^2 - R(0)^2)}$

Ukr: Kurzschlussspannung

uRr: Kupferverluste

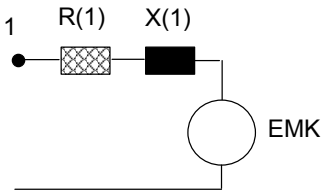
Ur1: Bemessungsspannung primärseitig

Sr: Bemessungsleistung

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

Model des Generators, der Netzeinspeisung

Mitsystem



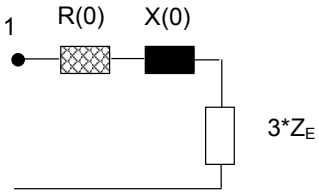
Generator:

R(1): definiert nach IEC 60909
X(1): subtransiente Reaktanz xd”

Netzeinspeisung:

R(1): 0.1 .. 0.3
X(1): berechnet aus Kurzschlussleistung Sk“

Nullsystem



Generator:

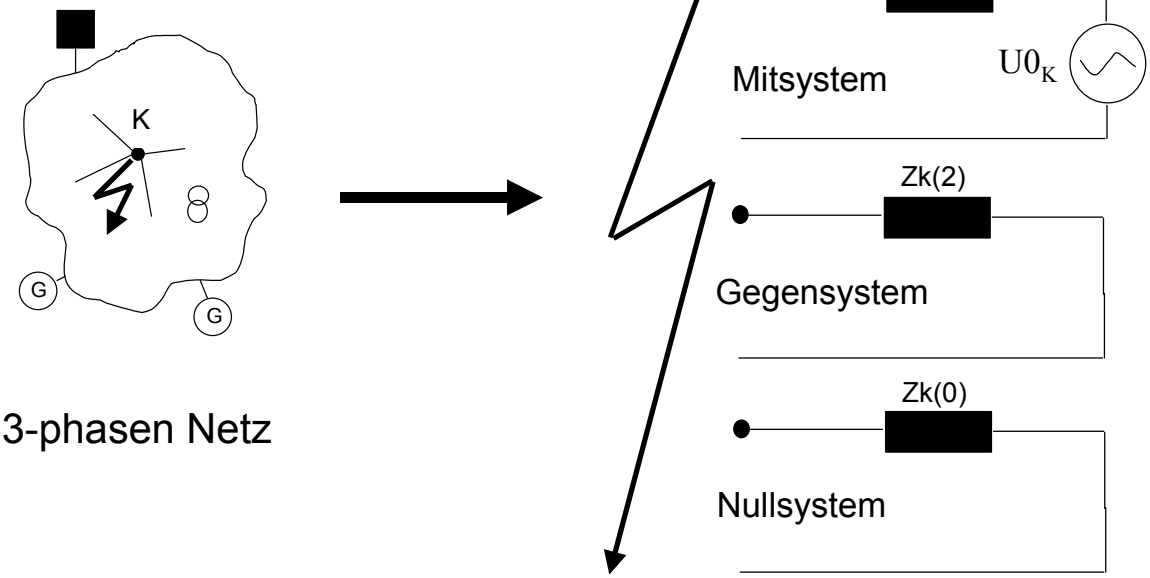
R(0): Statorwiderstand
X(0): Reaktanz im Nullsystem x(0)
Z_E: Erdungsimpedanz des Generators

Netzeinspeisung:

R(0): abhängig von Sternpunktbehandlung
X(0): abhängig von Sternpunktbehandlung
Z_E: nicht berücksichtigt (Z_E = 0.0)

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

Quasi-stationäre Abbildung des Netzes



3-phasen Netz

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

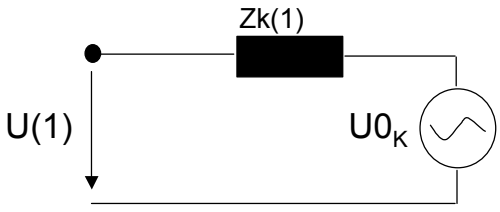
Quasi-stationäre Abbildung des Netzes

<u>Dreipoliger Kurzschluss-Fehlerbeschreibung:</u>

- im Phasensystem:
  $U_R = 0, U_S = 0, U_T = 0$

- Transformation nach Fortescue:
  $[I_{120}] = [S] * [I_{RST}]$
  $[U_{120}] = [S] * [U_{RST}]$

$$[S] = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \qquad a = -\frac{1}{2} + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$$



$$Ik'' = \frac{\mathbf{U0_k}}{\mathbf{Zk(1)}}$$

- Sym. Komponenten
  U(1)=U(2)=U(0) = 0
  I(2) = I(0) = 0

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

Quasi-stationäre Abbildung des Netzes

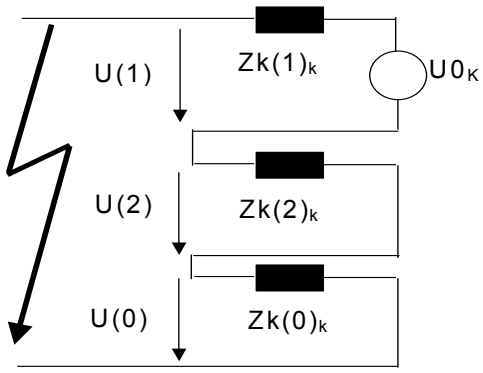
Einpoliger Kurzschluss-Fehlerbeschreibung:

- im Phasensystem:
  $U_R = 0$, $I_S = 0$, $I_T = 0$

- Transformation nach Fortescue:
  $[I_{120}] = [S] * [I_{RST}]$
  $[U_{120}] = [S] * [U_{RST}]$

$$[S] = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \qquad a = -\frac{1}{2} + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$$

- Sym. Komponenten
  U(1)+U(2)+U(0) = 0
  I(1) = I(2) = I(0)



$$Ik'' = \frac{U0_k}{(Zk(1) + Zk(2) + Zk(0))}$$

Erdschluss: Zk(0) >> Zk(1):

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

Standards

- Überlagerungsverfahren (exaktes Verfahren)
  - $U0_k$ aus Lastflussberechnung

- IEC 60909 (Ersatzspannungsquelle an Fehlerstelle)
  - $U0_k = c \cdot Un$ (per Definition)
    - c: Spannungsfaktor (in MS $c_{max} = 1.1$ oder $c_{min} = 1.0$)
    - Un: Netznennspannung am Fehlerknoten

- ANSI C37.10 (Ersatzspannungsquelle an Fehlerstelle)
  - $U0_k = E$
    - E: Betriebsspannung vor Fehlereintritt

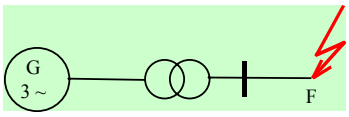
KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

IEC 60909 Standard

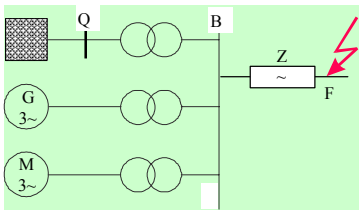
- Standard zur Berechnung der Kurzschlussströme
- vereinfachtes, aber genormtes Verfahren
- Ergebnisse auf der sicheren Seite
- Berechnung der minimalen und maximalen Kurzschlussströme
- Vorschrift zur Bestimmung der wichtigsten Ströme
    - Anfangskurzschlusswechsel-Strom Ik“
    - Stosskurzschlussstrom ip
    - Ausschaltstrom Ib
    - Dauerkurzschlussstrom Ik
    - thermisch wirksamen Kurzzeitstrom Ith
    - asymmetrischer Ausschaltstrom Ibas

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

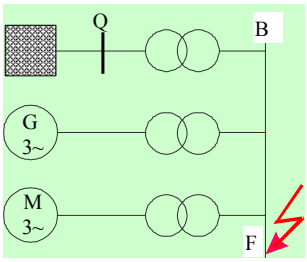
IEC 60909 Standard (Netzformen)



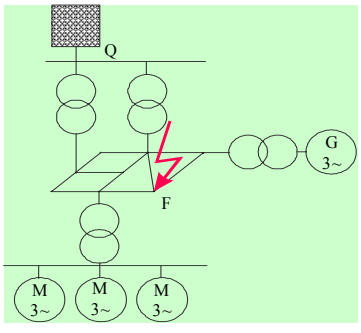
Einfach gespeister Kurzschluss



Mehrseitig einfach gespeister KS über eine gemeinsame Impedanz



Mehrseitig einfach gespeister Kurzschluss



Kurzschluss im vermaschten Netz

BCP Busarello+Cott+Partner AG

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

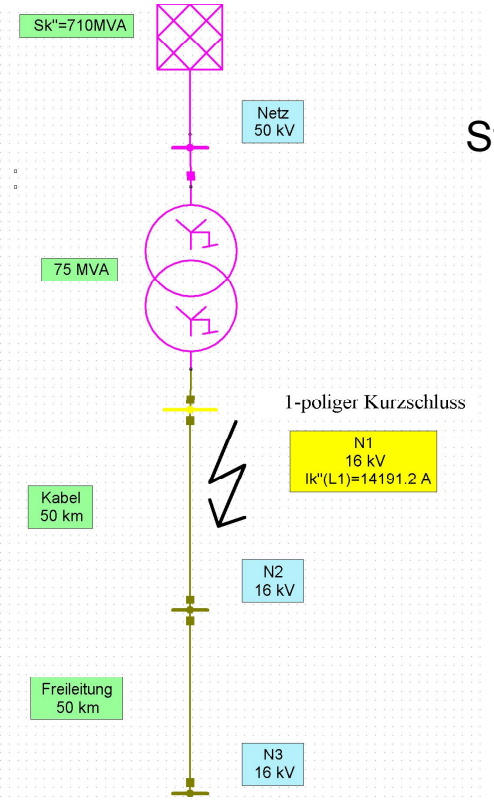
IEC 60909 Standard

- Kurzschluss-Leistung: $Sk'' = \sqrt{3} \cdot Un \cdot \left| Ik'' \right|$
- Stosskurzschlussstrom: $ip = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot Ik''$ $\kappa = 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3 \cdot R/X}$
- Ausschaltstrom: $Ia = \mu \cdot Ik''$ $\mu = f(Ik''/IrG, t_{min})$
- Dauerkurzschlussstrom: $Ik = \lambda \cdot IrG$ $\lambda = f(Xd_{gesättigt}, Ufmax/Ufr, Ik''/IrG)$
- thermischer Kurzzeitstrom: $Ith = Ik'' \cdot \sqrt{m+n}$

  Der Faktor m berücksichtigt die Wärmewirkung des Gleichstromgliedes und der Faktor n die Wärmewirkung des Wechselstromgliedes

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

Applikation

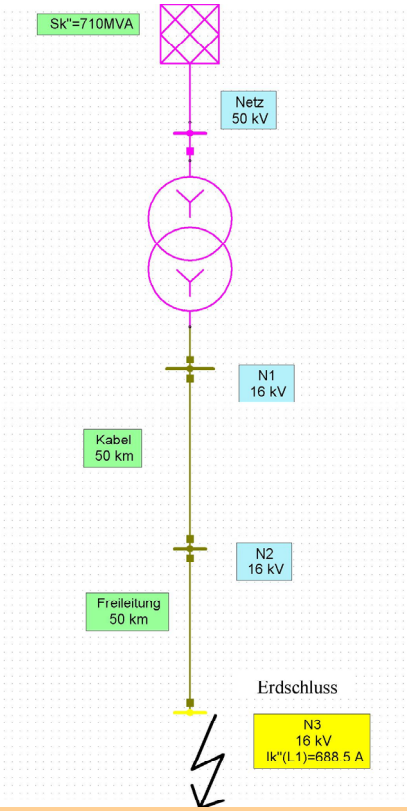


Starr-geerdetes Netz

BCP Busarello+Cott+Partner AG

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

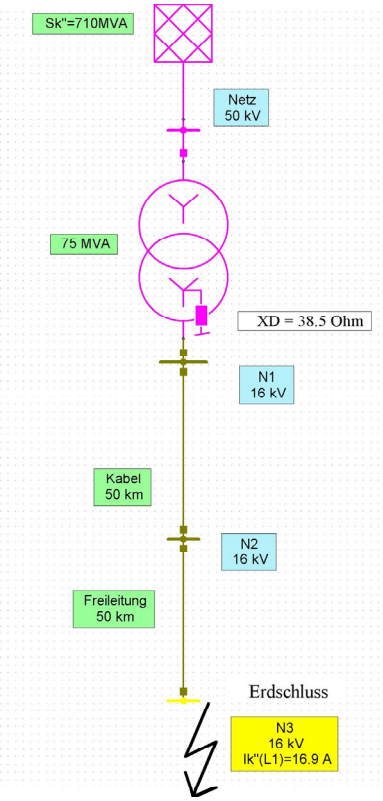
Applikation



Isoliertes Netz

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

Applikation



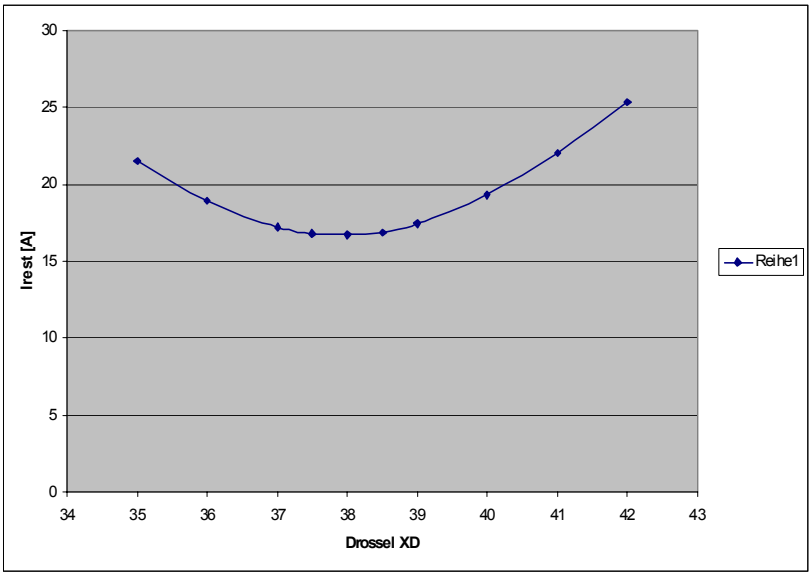
Gelöschtes Netz

BCP Busarello+Cott+Partner AG

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

Applikation

Erdschlussstrom I_{rest} in Funktion der Drossel-Reaktanz XD



KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

Applikation

Fehlerortung für Kurzschluss

- Xprimär oder Ik“ durch Messrelais bekannt

Fehlerortung im gelöschten Netz

- Ortung durch Erdschlussortungsgerät
- Beobachtung der Nullimpedanz der Abgänge
- Bestimmung fehlerbehafteter Abgang
- Ringschließung zur Distanzfindung
- Distanz in Prozent der kilometrischen Länge, totalen Mit- oder Nullsystemimpedanz des Ringes

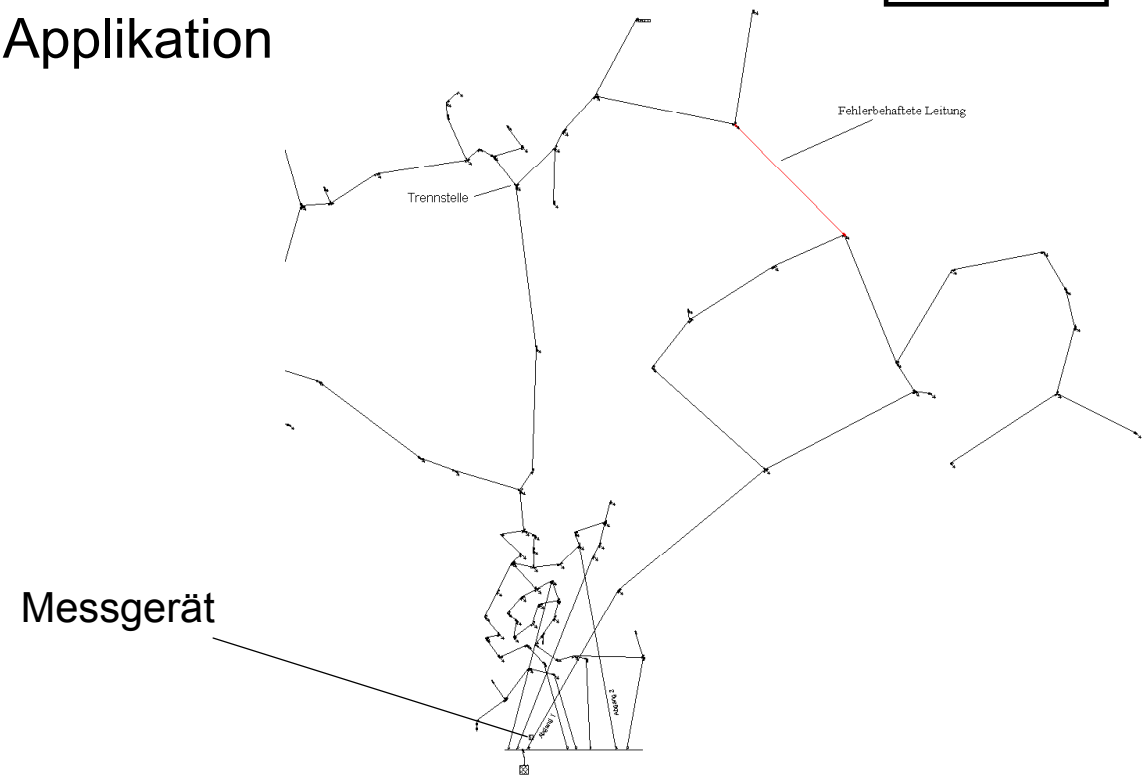
Graphische Darstellung

- Anzeige der fehlerbehafteten Leitung

KS-Berechnung: Standards, Modelle und ..

NEPLAN by BCP Switzerland

Applikation



BCP Busarello+Cott+Partner AG

FKH - / VSE – Fachtagung

10. November 2004

Erdschlussprobleme in Verteilnetzen

Erdschlusserfassung aus Schutzsicht

Th. Küng

ABB Power Automation AG

1986	Ingenieurschule Burgdorf: Abschluss als El. Ing. HTL (Fachrichtung Energie- und Leittechnik)
1986 – 1995	Inbetriebsetzung Schutz und Leittechnik für BBC/ABB (Anlagen und Maschinenschutz)
1996	Nachdiplomstudium als Wirtschaftsing. STV bei Kaderschule St. Gallen, Regensdorf
1996 – 1998	Leiter Engineering Sekundärtechnik für GIS- und Gesamtanlagen, CH Markt, ABB Hochspannungstechnik AG, Oerlikon
1998 – 2001	Leiter Engineering Sekundärtechnik für GIS- und Gesamtanlagen, ABB Hochspannungstechnik AG, Oerlikon
2001 – 2003	Entwicklungsprojektleiter Modularer Lösungen im Sekundärtechnikbereich, ABB Power Automation AG, Baden
2004 – heute	Produktmanager Schutz und Stationsleittechnik, ABB Schweiz AG
ab 1999	Working member Cigré WG A3.12: Breaker Control
ab 2003	Working member Cigré WG B5.06: Live time assessment & risk Management for P&C refurbishment & maintenance

Erdschlusserfassung aus Schutzsicht

Th. Küng

ABB Power Automation AG

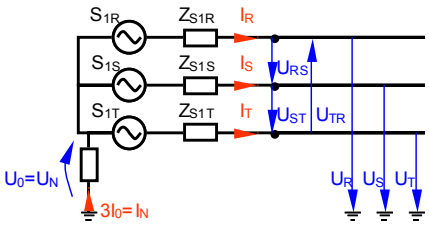
Dieses Referat beschreibt einen kurzen Überblick über die häufigsten Fehlerfälle im Bereich von Erdfehlern in Verteilnetzen (10 ... 110 kV) und deren Behandlung mit Schutztechnik und zusätzlichen Steuerlogiken. Da Schutzeinrichtungen normalerweise nicht die gleichen Parameter sehen, wie die fehlerbehaftete Stelle im Netz, soll dies als Gedankenstütze detaillierter erläutert werden.

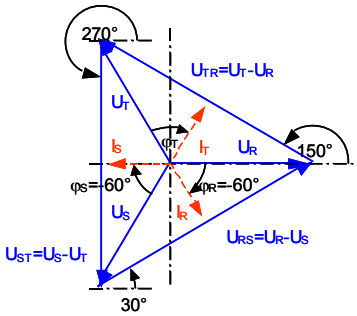
Grundsätzlich dienen Schutzeinrichtungen

1. der Schadensreduktion an der Primärtechnik im Falle eines Fehlers
2. der Reduzierung von Folgeschäden (physischer wie auch ökonomischer Natur) aus Fehlern der Primärtechnik (z.B. Kurzschlüsse, Erdschlüsse, Leiterunterbrüchen). Deswegen sollten Schutzeinrichtungen möglichst selektiv erfassen

1. Basisdefinitionen / Ausgangslage

Vektorsystem, Einschränkung auf Erdfehler in Verteilnetzen mit Schwergewicht auf nicht starr geerdete Systeme

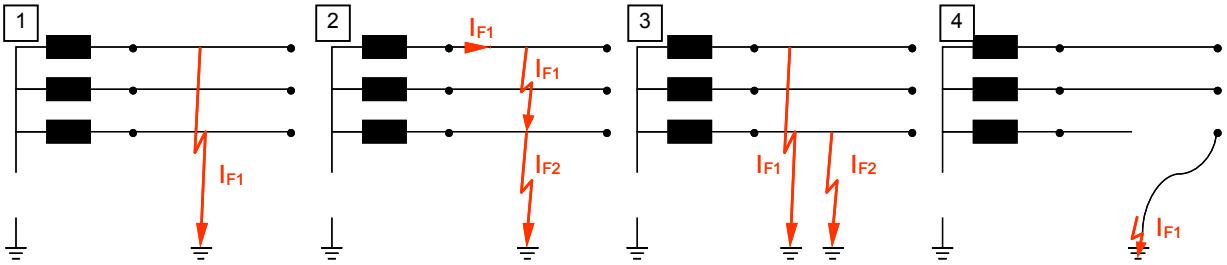




2. Erdungsarten

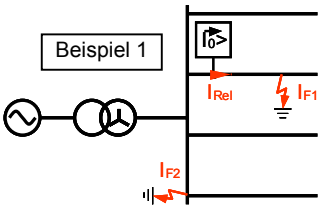
Isoliertes Netz	• Alle Transformator- Sternpunkte sind isoliert von der Erde • I_{EF} (Erdfehlerstrom) bestimmt durch ΣC_E, liegt typisch < 300 [A], Überspannungen bis $1.8*U_{Ph}$ (Erklärung folgt)
Erdung mit Löschspule	• Zweck: Selbstlöschung von 1 pol. Fehlern (Lichtbogen) • Prinzip: Der kapazitive Erdschlussstrom wird durch Petersen-Spulen kompensiert • I_{EF} bestimmt durch Abstimmung $L_{Petersenspule}$ zu ΣC_E, liegt typisch bei wenigen [A]
Erdung mit strombegrenzender Reaktanz oder Widerstand	• Zweck: Reduktion von Überspannungen & einfachere selektive Erfassung von Fehlern • I_{EF} begrenzt typisch bei max. 2 [kA], soll definiert werden durch Netzanalyse- / Berechnung
Direkte Erdung (niederohmige Erdung)	• I_{EF} begrenzt durch Speise- und Leitungsimpedanzen, typisch 1 bis 25 [kA] in CH, wird ermittelt durch Kurzschluss-Berechnung • Eher selten in Verteilnetzen in der Schweiz

3. Erdfehlerarten:



1	1 pol. Erdfehler	
2	2 pol. Fehler mit Erdberührung	Wird erfasst durch Kurzschlussschutz
3	Doppel – Erdfehler (verschiedene Ltg. !)	z.B. Umschlagfehler Wird erfasst durch Kurzschlussschutz aufgrund der verschiedenen Auslösezeiten der angewandten Schutzprinzipien
4	Leiterunterbruch mit Erdberührung (z.B. gerissenes Seil)	

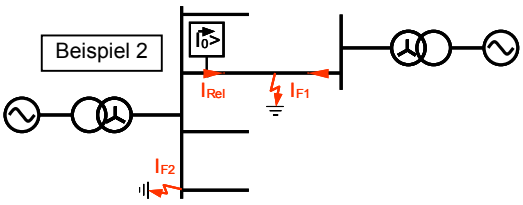
4. Schutzeinbauort und Fehlerort in bezug auf Erdungsart



Allgemein:
Für Relais: Fehler vorwärts: I_{F1} resp. Fehler rückwärts I_{F2}

Beispiel 1:

Bei isoliertem Netz	$I_{F1} \neq I_{Rel}$	$U_{F1} \approx U_{Rel}$
Bei gelöschtem Netz	$I_{F1} \neq I_{Rel}$	$U_{F1} \approx U_{Rel}$
Bei impedanzgeerdetem Netz	$I_{F1} \approx I_{Rel}$	$U_{F1} \neq U_{Rel}$
Bei starr geerdeten Netz	$I_{F1} \approx I_{Rel}$	$U_{F1} \neq U_{Rel}$

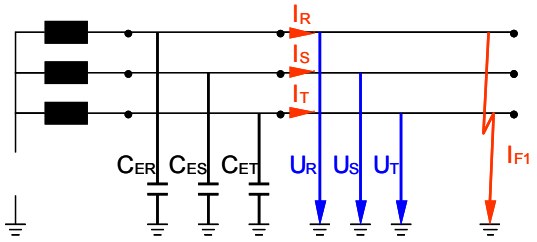


Beispiel 2:

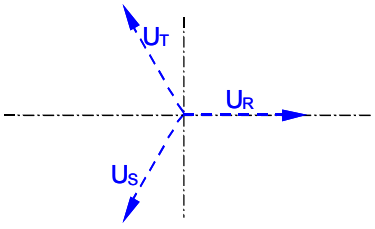
Bei isoliertem Netz	$I_{F1} \neq I_{Rel}$	$U_{F1} \approx U_{Rel}$
Bei gelöschtem Netz	$I_{F1} \neq I_{Rel}$	$U_{F1} \approx U_{Rel}$
Bei impedanzgeerdetem Netz	$I_{F1} \neq I_{Rel}$	$U_{F1} \neq U_{Rel}$
Bei starr geerdeten Netz	$I_{F1} \neq I_{Rel}$	$U_{F1} \neq U_{Rel}$

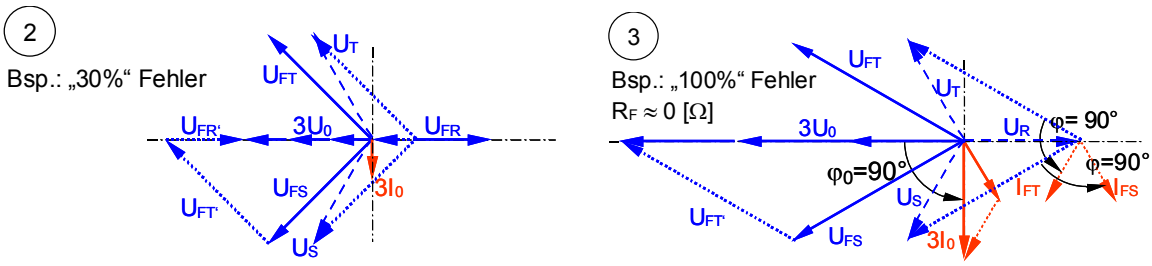
5. Verhalten von Strömen und Spannungen

5.1 Verhalten von Vektoren bei 1 poligen Fehlern im isolierten Netz



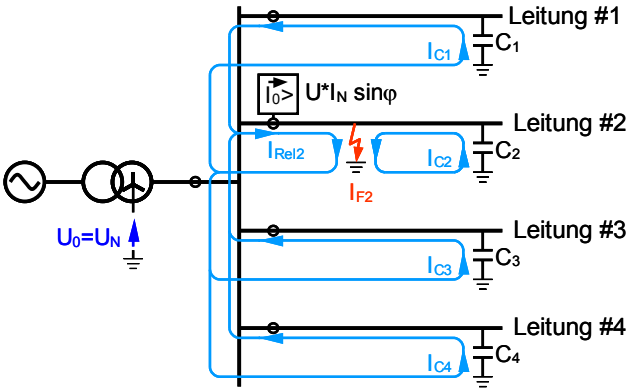
(1) Kein Fehler





Die vorgängigen Vektordiagramme zeigen das Verhältnis der Phasenspannungen im gesunden wie im Fehlerfalle. Sie dienen als Hilfestellung zur theoretischen Richtungsbestimmung von Erdschlusseinrichtungen in isolierten und gelöschten Netzen. Wobei in gelöschten Netzen ohne Massnahmen praktisch kein Strom messbar ist.

5.2 Messgrössen des Schutzes im Fehlerfall (Isoliertes Netz)



Treibender Strom für Auslösung: aus Kapazitäten im „Rücken“ des messenden Schutzes! (Bsp.: C1, C3 und C4)

Fehlerstrom an Fehlerstelle: $\mathbf{I_{F2} = \Sigma\, I_C}$ Fehlerstrom bei Schutz: $\mathbf{I_{Rel2} = (\Sigma\, I_C) - I_{C2}}$

Rechnungsbeispiel: 1poliger Fehler in isoliertem Netz

Grundsätzlich: Anwendung in Netzanalysen $3I_0 = U_{Ph}/Z = 3\cdot\omega\cdot C_{0Ph}\cdot U_{Ph}$

Praxis: Anwendung für Abschätzungen $3I_0 = 3\cdot\omega\cdot C_{0Ph}\cdot U_{Ph}$

$\approx U_{Ph\text{-}Ph}{}^{*}L_{FL}/300 + I_{spezKabel}{}^{*} L_{Kabel}$ in [A]

$U_{Ph\text{-}Ph}$ = Spannung in [kV]

L_{Kabel} = Länge Kabel in [km]

L_{FL} = Länge Freileitung in [km]

$I_{SpezKabel}$ gem.Tab. Kabelhersteller [A/km]

Beispiel: Galvanische Verbindung als Erdfehler => 100% Verlagerungsspannung

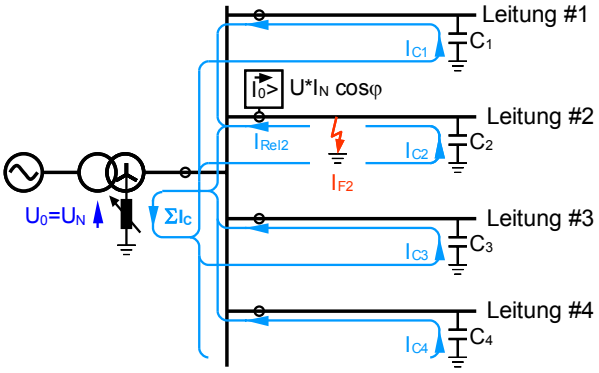
$U_{Ph\text{-}Ph}$ = 20 [kV], L_{FL}=15 [km], L_{Kabel}=12 [km], $L_{SpezKabel}$= 2.7[A/km]

$3I_0 \approx 20{*}15/300$ [A] + 2.7*12 [A]

$\approx$ 1 [A] + 32.4 [A]

$\approx$ **33 [A]**

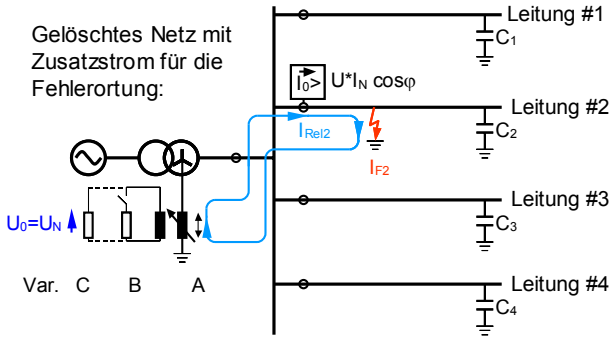
5.3 Messgrössen des Schutzes im Fehlerfall (Gelöschtes Netz)



Treibender Strom für den Fehler sind gespeist durch die Kapazitäten im Netz (Bsp.: C_1, C_2, C_3 und C_4). Dieser Strom wird mit dem L der Petersen Spule kompensiert.

Fehlerstrom an Fehlerstelle: $\mathbf{I_{F2} << \Sigma I_C}$

⇒ Kein auswertbarer Fehlerstrom
⇒ Ausnahme: Wischerrelais
⇒ Fehler löscht von selbst bei Lichtbogenfehler



Damit eine Erfassung für die Schutzeinrichtung möglich ist, werden vor allem folgende Schaltungsvarianten in der Schweiz verwendet:

A) Aus Verstimmung des L der Petersen Spule
B) Zuschaltbarem Widerstand => „Wattstromverstärkung oder Wattmetrische Stromverstärkung, schaltbar wegen Überhitzungsgefahr. Der Widerstand kann auch über einen im offenen Dreieck geschalteten Erdungstrafo zugeschaltet werden.
C) Festem Widerstand (nur in Verbindung mit Petersen Spule verwendet)

Varianten B und C werden auch in kleinen Netzen mit wenig Erdungskapazitäten angewandt. In diesem Fall sind auch Erdschlussrichtungsrelais zu verwenden mit einem charakteristischen Winkel von 0°.

Fehlerstrom an Fehlerstelle: $\mathbf{I_{F2} \approx 10 \ldots 15\ [A]}$ Auswertbarer Fehlerstrom: $\mathbf{I_{Rel2} \approx I_{F2}}$

6. Auswahlempfehlungen für Schutzcharakteristika für Erdfehler

Folgende Angaben sind Empfehlungen für Normalanwendungen heute und auf direkte Schutzfunktionen. In Spezialfällen können nachfolgende Funktionen auch kombiniert werden um die Wirkung des Schutzes effektiver zu gestalten.

Ungerichtete Überstromfunktionen (I_N> resp. 50N,51N)

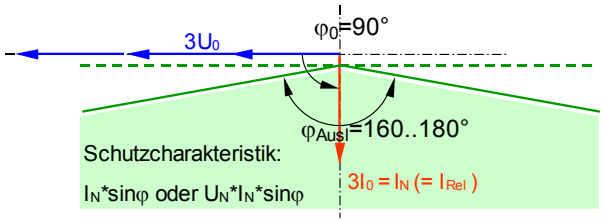
Anwendung: Abgänge mit kleiner Erdkapazität z.B Trafoabgänge
S/S ohne Spannungswandler
Spaltschalterfunktion zur schnellen Auftrennung eines Ringes

Selektivität: Nur über Zeitstaffelung erreichbar für Erdfehler!

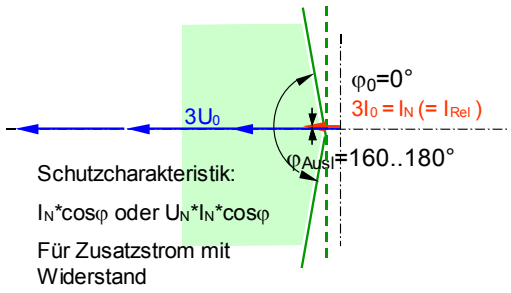
Gerichtete Überstromfunktionen ($\vec{I}_N$> resp. 67N):

Anwendung: Abgänge in isolierten Netzen mit Erdkapazitäten die Erdfehler speisen können
Abgängen in Ringnetzen

Selektivität: Richtungskriterium und Zeitstaffelung



Für isolierte Netze:
Charakteristischer Winkel U_0 zu I_N: 90°



Für gelöschte Netze oder isolierte Netze mit Wattmetrischer Stromverstärkung:
Charakteristischer Winkel U_0 zu I_N: 0°

Distanzschutzfunktionen (Z> resp. 21)

Anwendung:	Erdfehler in starr geerdeten und impedanzgeerdeten Netzen zu erfassen 2 polige Fehler mit Erdberührung Doppelerdfehler (Umschlagfehler) (2 resp 3pol. Fehler)
Selektivität:	Impedanzcharakteristika, Zeitstaffelung und zusätzlich mit Kommunikationsverbindung

Differentialschutzfunktionen (IΔ resp. 87L) (benötigt Signalverbindung mit Gegenstation!)

Anwendung:	Erdfehler in starr geerdeten und impedanzgeerdeten Netzen zu erfassen 2 polige Fehler mit Erdberührung Doppelerdfehler (Umschlagfehler) (2 resp 3pol. Fehler)
Selektivität:	Differentialkriterium

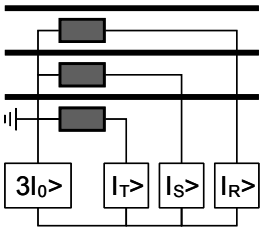
Überspannungsfunktion (U> resp. 59) kombiniert mit Zusatzlogiken

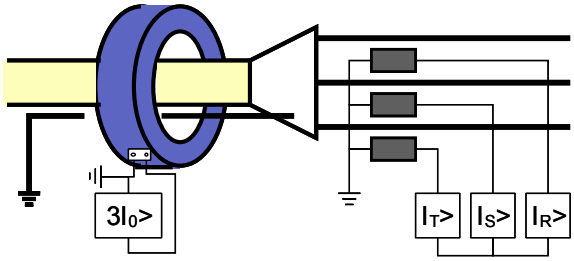
Anwendung:	Erfassung der fehlerbehafteten Phase in isolierten und gelöschten Netzen
Selektivität:	keine

Weitere Schutzprinzipien zur Erdschlussbehandlung kombiniert mit primärtechnischen Lösungen:
Erdungsschalter und Überspannungsfunktion wird in nachfolgenden Referaten erklärt.

7. Wandleranforderungen für Erdschlussschutz

7.1 Stromwandler für Erdschlussschutz:





Messung von 3 I_0 durch Summierung der Phasenströme (Holmgreen – Schaltung)
$3I_0 = I_R + I_S + I_T$
Anwendung: in Netzen mit üblich hohen Erdschlussströmen (>50kV)
Achtung: diese Lösung eignet sich normal **nicht für gelöschte Netze**
Ungleiche Wandlertoleranzen ergeben einen ungewollten Summenstrom, welcher die Messung verfälscht
Bei Verwendung von Sensoren statt konventionelle Wandler wird dieses Prinzip „gerechnet“ angewandt

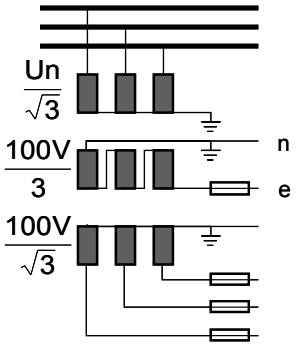
Kabelumbauwandler: Direkte Messung von 3 I_0
Umbauwandler werden benützt, um kleine Erdfehlerströme zu messen.
Genauigkeit und Übersetzung sind unabhängig vom Laststrom

Für gelöschte Netze anwenden!

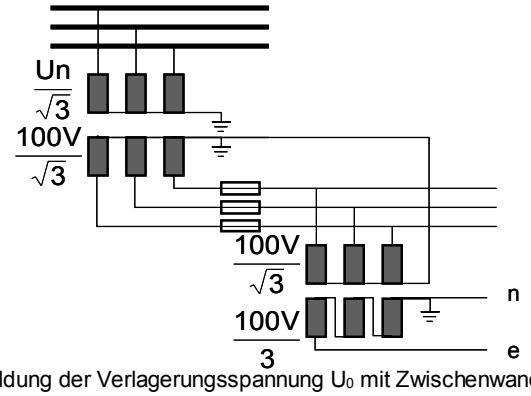
Achtung: Die Erdverbindung muss durch den Wandler zurückgeführt werden, damit der Erdstromanteil im Kabelmantel von der Messung ferngehalten
wird.

Allgemein: Stromwandler mit dem Schutzprinzip entsprechenden notwendigen Überstromfaktor versehen

7.2 Spannungswandler für Erdschlussschutz



2 Sekundärwicklungen



Bildung der Verlagerungsspannung U_0 mit Zwischenwandlern
(Achtung mit V-Wandler als Prim.wandler nicht möglich!)

- Nenn-Spannungsfaktor = 1.9 für (8) Stunden. Der Einsatz im Netz mit isoliertem Sternpunkt ist zu spezifizieren.
- $U_{n-e} = 3*U_0 = 3*$ Spannung des Systemsternpunktes gegen Erde
- Für metallische Erdfehler in einem isolierten, gelöschten oder über Widerstände geerdeten Netz wird $U_{n-e} = U_{n\ \text{Phase-Sternpunkt}}$
- Andere übliche Sekundärspannungen sind: 110 V, 115 V, 125 V
- Erforderliche Genauigkeit normal 3P
- Bei Verwendung von Sensoren wird die Spannung U0 = Un-e im Gerät intern durch die Summierung der 3 Phasen-Erd-Spannungen gebildet.

8. Quellennachweis

Das Referat basiert auf ABB internen Referaten und Inbetriebsetzungs- und Projekterfahrungen von

Friedrich Frey
Janne Altonen
Thomas Kueng

FKH - / VSE – Fachtagung

10. November 2004

Erdschlussprobleme in Verteilnetzen

Fehlerstromanzeiger für Freileitungs-Verteilnetze; Zweck, Funktionsprinzip, Anwendungs-Erfahrungen

Dr. R. Schmid

EcoWatt Projects AG, Altendorf

Studium der Elektrotechnik an der ETH Zürich, Abschluss als Dr. sc. techn.

20 Jahre Tätigkeit in unterschiedlichen Funktionen bei Versorgungsunternehmen und Lieferanten im Bereich der Stromübertragung und –Verteilung, wovon

- 5 Jahre bei ABB Mittelspannungstechnik (Leiter Verkauf / Engineering) und ABB Hochspannungstechnik, Zürich (Leiter Verkauf / Engineering Markt Schweiz)
- 4 Jahre bei Dätwyler AG, Kabel und Systeme, Altdorf: Geschäftsbereichsleiter Energiekabel
- 2 Jahre bei Pirelli Kabel, Berlin Leiter Geschäftseinheit Energieversorgungsunternehmen

Seit Beginn 2002 Partner der EcoWatt Projects AG in Altendorf

Fehlerstromanzeiger für Freileitungs-Verteilnetze; Zweck, Funktionsprinzip, Anwendungs-Erfahrungen

Dr. R. Schmid

EcoWatt Projects AG, Altendorf

1. Zweck

Das Mittelspannungs - Freileitungsnetz umfasst gesamtschweizerisch gemäss den Statistik-Zahlen des VSE rund 25'000 km Systemlänge.

Diese Freileitungen sind schwergewichtig in ländlichen Regionen sowohl bei überregionalen wie auch lokalen Verteilnetzen im Einsatz.

Mittlerweile sind auch bei den dort ansässigen Kunden die Abhängigkeiten von der Stromversorgung gewachsen, eine möglichst kurze Netzabschaltdauer ist deshalb auch für diese Kunden von Bedeutung.

Störungsstatistiken zeigen, dass Freileitungen pro Längen- und Zeiteinheit gegenüber Kabelleitungen störungsanfälliger sind, jedoch den Vorteil haben, dass sich Schäden schneller beheben lassen. Bei diesen Störungen überwiegen Erdschlüsse gegenüber Kurzschlüssen.

Daraus ergibt sich, dass eigentlich ein grosses Bedürfnis vorhanden sein müsste, Hilfsmittel einsetzen zu können, die eine schnelle Störungslokalisierung und Störungsbehebung in Freileitungsnetzen ermöglichen. In verschiedenen Ländern Europas mit liberalisiertem Strommarkt zeigt sich, dass eine kurze Unterbruchs-Zeit sowohl kommerziell wie auch bezüglich Differenzierungsmerkmal von Bedeutung ist.

Im Kabelnetzbereich werden als Basis einer möglichst selektiven Fehlererkennung und Abschaltung Trafostationen mit Leistungsschaltern und Schutzgeräten eingesetzt. Im Freileitungsbereich wurden die Investitionen in der Vergangenheit in der Regel unterdurchschnittlich tief gehalten.

In der Regel sind Freileitungsstrecken letztendliche geschützt durch einen Leistungsschalter mit Schutzgeräte in der „letzten“ Trafostation des Kabelnetzteiles. In der Fortsetzung des Netzes weisen Freileitungsabschnitte üblicherweise keine dazwischenliegenden Leistungsschalter mehr auf, sondern nur Freileitungs-Streckentrenner. Bei einem Fehler im Freileitungs-Netzteil löst das Schutzgerät in der „letzten“ Trafostation den zugehörigen Leistungsschalter aus, der Freileitungs-Netzteil wird spannungslos.

Da in Freileitungsnetzen wie bereits erwähnt mehrheitlich mit Erdschlüssen zu rechnen ist und sich diese oft „selbst heilen“ (z.B. Ast eines Baumes berührt Leiter, Vogel berührt Leiter und Mast,...) wird in der Regel im Anschluss an eine Fehlerabschaltung die Freileitung wieder zugeschaltet.

Bleibt der Fehler stehen, löst das Schutzgerät erneut den Leistungsschalter aus. Entsprechend muss der Fehlerort gesucht und freigeschaltet werden. Dies gescheht in der Regel so, dass schrittweise über das Betätigen der Streckentrenner Netzteil für Netzteil weggeschaltet wird, bis der fehlerbehaftete Netzteil vom zuzuschaltenden

Netzteil isoliert ist und bei einer nachfolgenden Zuschaltung somit keine erneute Schalterauslösung stattfindet.

Dieses schrittweise Eingrenzen des Fehlerortes hat einerseits den Nachteil, dass es bei verzweigten Netzteilen relativ lange dauern kann und dass bei jeder Kurzschluss-abschaltung auch kurze Spannungseinbrüche im Restnetz auftreten.

Hat sich im anderen Falle der Erdschluss durch die Abschaltung der Netzspannung selbst bereinigt, ist die Ursache des Erdschlusses in der Regel nur schwierig eruierbar. Um die mögliche Ursache klar eingrenzen zu können, wäre deshalb eine Eingrenzung des möglichen Fehlerortes auf einen Netzabschnitt von Vorteil.

Dem Bedürfnis nach einer kostengünstigen Lösung für die Erreichung einer effizienteren, schnelleren Fehlereingrenzung in Freileitungsnetzen auch in schlecht zugänglichem Gelände können intelligente Fehlerstromindikatoren Rechnung tragen.

2. Funktionsprinzip

Fehlerstromanzeiger in Freileitungsnetzen sollen möglichst aufwandminimal installiert werden können. Entsprechend sind Lösungen gesucht, die ohne die Installation von Strom- oder Spannungswandlern auskommen.

Neben der direkten Messung von Strom und Spannung bleibt deshalb nur deren indirekte Erfassung über das elektrische und magnetische Feld im Umfeld der Freileitung.

Eine Betrachtung der Magnetfelder im Nahbereich einer Freileitung soll für verschiedene Fehlerfälle am Beispiel einer Regelleitung (Leiteranordnung s. Folie 7) durchgeführt werden. Für die Berechnungen wurde angenommen, dass sich 4 m unterhalb des untersten Leiters an der Stange ein Fehlerstromanzeiger befindet. Nachfolgend dargestellte Berechnungen des B-Verlaufes beziehen sich auf diesen Montageort. Die Berechnungen wurden für Stromwerte von jeweils 100 A ausgeführt.

Im Falle eines dreiphasigen Kurzschlusses bildet sich am Ort des Anzeigers ein B-Feld aus, das in seiner Amplitude über die 360° einer 50-Hz-Netzperiode variiert (Folie 8). Nicht nur die Amplitude variiert, sondern auch die räumliche Lage des B-Vektors (Folie 9) ändert sich über die Netzperiode. Die allgemeine Verteilung der B-Isofeldlinien (Betragswerte) zeigt Folie 10.

Die analogen Betrachtungen für einen zweipoligen Kurzschluss (wiederum Stromwert 100 A) zeigen, dass die Amplitude des B-Feldes zwischen 0 und einem Maximalwert über die Netzperiode schwankt (Folie 11). Die räumliche Ausdehnung des B-Vektors über die Netzperiode (Folie 12) ist nun nicht mehr eine Ellipse (3-phasiger Kurzschluss, Folie 9), sondern eine Gerade. Die generelle Ausprägung der B-Isofeldlinien für diesen Fehlerfall zeigt Folie 13.

Für den Fall eines Erdschlusses in Phase L3 (wiederum Fehlerstrom 100 A angenommen) ergibt sich am Montageort des Anzeigers ein variabler zeitlicher Verlauf des B-Feldes gemäss Folie 14. Die Räumliche Lage des B-Vektors verändert sich ebenfalls über eine Netzperiode hinweg (Folie 15). Auffällig ist, dass sich eine horizontal liegende, relativ flache Ellipse ergibt. Die allgemein auftretenden B-Feldstärkewerte (Betrag) im Erdschlussfall im Nahbereich der Regelleitung zeigt Folie 16.

Diese Beispiele zeigen, dass sich somit in unterschiedlichen Fehlerfällen am Montageort des Anzeigers zeitlich und räumlich unterschiedliche Magnetfelder ausbilden, die eine Unterscheidung zwischen Laststrom und Fehlerstrom und zwischen der Fehlerart Kurzschluss und Erdschluss grundsätzlich ermöglichen.

Einfachere Fehlerstromanzeiger werten nur die Fehlerstromhöhe aus. Bei gewissen Netzverhältnissen (Folie 19) kann es im Erdschlussfall unmöglich werden, einen Erdschluss zuverlässig anzuzeigen, da der Anzeiger anspricht, unabhängig davon, ob der Fehlerort im vor- oder nachgelagerten Netzteil liegt. Ebenso schwierig ist es für Anzeiger, die nur die Amplitude des 50-Hz-Anteiles des Erdschlussstromes auswerten, in kompensierten Netzen den Fehler eindeutig erkennen zu können. Deshalb wurden Anzeiger entwickelt, die die Erdschluss-Richtung auch unter schwierigen Netzbedingungen zuverlässig erkennen können:

Für die Erdschluss-Richtungserkennung wird die Nullspannung und der Nullstrom unmittelbar anschliessend an den Fehlereintritt ausgewertet.

Ergebnisse von Berechnungen unter Einsatz eines Transienten-Berechnungs-programmes für eine spezifische Netztopologie (Folie 20) sind gezeigt in Folie 21 für den fehlerbehafteten Leitungszug „63“ in Vorwärtsrichtung und in Folie 22 für die nicht fehlerbehafteten Leitungszüge „61“ und „62“ in Rückwärtsrichtung. Folie 23 zeigt ein Beispiel mit Messergebnissen an einer MS-Schaltanlage. Sowohl die Berechnungsergebnisse wie auch die Messwerte zeigen, dass aus dem transienten Verlauf von Nullstrom und Nullspannung zuverlässig auf die Fehlerrichtung geschlossen werden kann. Die Methode der Transienten-Auswertung hat ebenfalls den Vorteil, dass sie für alle Sternpunkt-Behandlungsarten (isoliert, gelöscht, niederohmig geerdet) eingesetzt werden kann.

Ebenfalls von Interesse kann es sein zu wissen, ob ein Fehler nur kurzzeitig auftrat (Abschaltung, gefolgt von erfolgreicher Widereinschaltung) oder ob er über längere Zeit im Netz vorhanden war. Entsprechend können die Anzeiger über die Erfassung des elektrischen Feldes auswerten, wie lange die Netzspannung fehlte und können daraus die entsprechende Aussage ableiten (Folie 26).

Um somit klar zwischen Laststrom und Fehlerstrom, zwischen Kurzschluss und Erdschluss, zwischen Erdschluss vorwärts und rückwärts und zwischen transientem und permanentem Fehler unterscheiden zu können, müssen die Anzeiger das elektrische und magnetische Feld erfassen und zielgerichtet auswerten. Folie 28 zeigt einen Anzeiger, der mit einer elektrischen Feldsonde und zwei Magnetfeldsensoren (horizontale und vertikale Richtung) bestückt ist.

Anlässlich von Erdschlussversuchen in der Schweiz wurde ein Anzeiger eingesetzt, der die erfassten Werte des elektrischen und magnetischen Feldes registrierte (Folie 29). Die erfassten Daten (transientes elektrisches und magnetisches Feld) wurden auf einen Laptop ausgelesen und dargestellt (Folie 30). Diese Darstellung zeigt die generelle Übereinstimmung der Verläufe mit den berechneten Werten (Folie 22).

Um die Fehlerstromanzeiger optimal auf die Randbedingungen des Einsatzes einstellen zu können (Mastbilder, Fehlerstromwerte, Netzbetriebsart), lassen sie sich parametrieren (Folie 32). Für die Übertragung der Parameterwerte zum Gerät werden beispielsweise Hand-Terminals mit IR-Schnittstelle eingesetzt (Folie 33). Mit diesem Terminal können ebenfalls Daten aus dem Anzeiger ausgelesen werden.

Für die Darstellung der Fehlerinformationen vor Ort werden mehrere Methoden eingesetzt. Eine Lösungsvariante zur Darstellung der Fehler- und Richtungsinformation

ist die Verwendung von hell strahlenden Leuchtdioden (Folie 35) oder Xenon-Blitzlampen. Diese vor Ort-Anzeige ist dann von Bedeutung, wenn der Fehlersuchende vor Ort unterwegs ist und entsprechend aus diesen Informationen des Anzeigers ableiten kann, in welche Leitungsrichtung er sich bewegen muss, um zum Fehlerort zu gelangen.

Fehlerstromanzeiger bieten jedoch auch die Möglichkeit, die Fehlerinformationen an eine zentrale Leitstelle zwecks Auswertung weiterzugeben. Sind mehrere Anzeiger im Netz installiert, erhält somit die Leitstelle eine Gesamtübersicht und kann den Pikettmonteur vor Ort direkt in die Fehlerregion dirigieren. Sind zusätzlich fernsteuerbare Streckenschalter vorhanden, lässt sich der fehlerbehaftete Netzteil somit sehr schnell vom Netz trennen und die Versorgung der nicht direkt fehlerbehafteten Abschnitte wider herstellen.

Für die Datenübertragung bestehen mehrere Lösungskonzepte (Folie 36): Funkübertragung, GSM-Netz, Datenübergabe über potentialfreie Kontakte an eine RTU des Leitsystems, ...

Die funktional weitreichenden Fehlerstromanzeiger erfordern eine Hilfsenergieversorgung. Bei einer konsequenten Auslegung der Gerätefunktionalität und Elektronik lässt sich ein sehr geringer Energieverbrauch erzielen. Dies erlaubt den Einsatz von Lithium-Zellen mit einer Lebensdauer von ca. 8 bis 10 Jahren.

Der Einsatz von Photozellen in Kombination mit NiCd-Batterien ist nur dann sinnvoll, wenn ein höherer Energieverbrauch abgedeckt werden muss, da auch NiCd-Batterien nach ca. 10 Jahren am Ende des Lebenszyklus angelangt sind.

Fehlerstromanzeiger werden nicht nur in Freileitungsnetzen eingesetzt: auch in Kabelnetzen, in Kombination mit Lastschaltanlagen (Folie 38), werden sie zwecks schneller Fehlerlokalisierung eingesetzt. Funktional sind diese Geräte vergleichbar mit den bereits beschriebenen Freileitungs-Anzeigern mit dem Unterschied, dass die Feldstärkewerte pro Phase ab den kapazitiven Spannungsanzeigesystemen der Schaltanlage abgegriffen werden und dass die Strominformationen mittels Sensoren direkt am Kabel erfasst werden.

3. Anwendungs-Erfahrungen

Fehlerstromanzeiger für verschiedene Einsatzbereiche werden von unterschiedlichen Herstellern produziert (Folie 39). Weltweit sind Fehlerstromanzeiger in zigtausendfacher Anzahl im Einsatz. Sie haben ihre Zuverlässigkeit und ihr Nutzenpotenzial in den verschiedensten Regionen unter Beweis gestellt, sowohl im hohen Norden bei tiefsten Temperaturen wie auch in tropischen Gegenden bei hoher Temperatur und hoher Luftfeuchtigkeit.

Auch in der Schweiz sind bei verschiedenen Werken Fehlerstromanzeiger im Einsatz. In der Vergangenheit wurden von mehreren Werken mit direkt auf den Leitern montierten, einfachen Anzeigern nicht nur positive Erfahrungen gesammelt.

Durch den Einsatz moderner Anzeiger mit deutlich erweiterter Funktionalität und der Möglichkeit der Montage ohne Abschalten der Spannung am Mast unterhalb der Leiter sind gerätetechnisch die Voraussetzungen gegeben, Fehler in Freileitungsnetzen schneller als bisher eingrenzen und freischalten zu können.

Fehlerstromanzeiger für Freileitungs-Verteilnetze

Roland Schmid

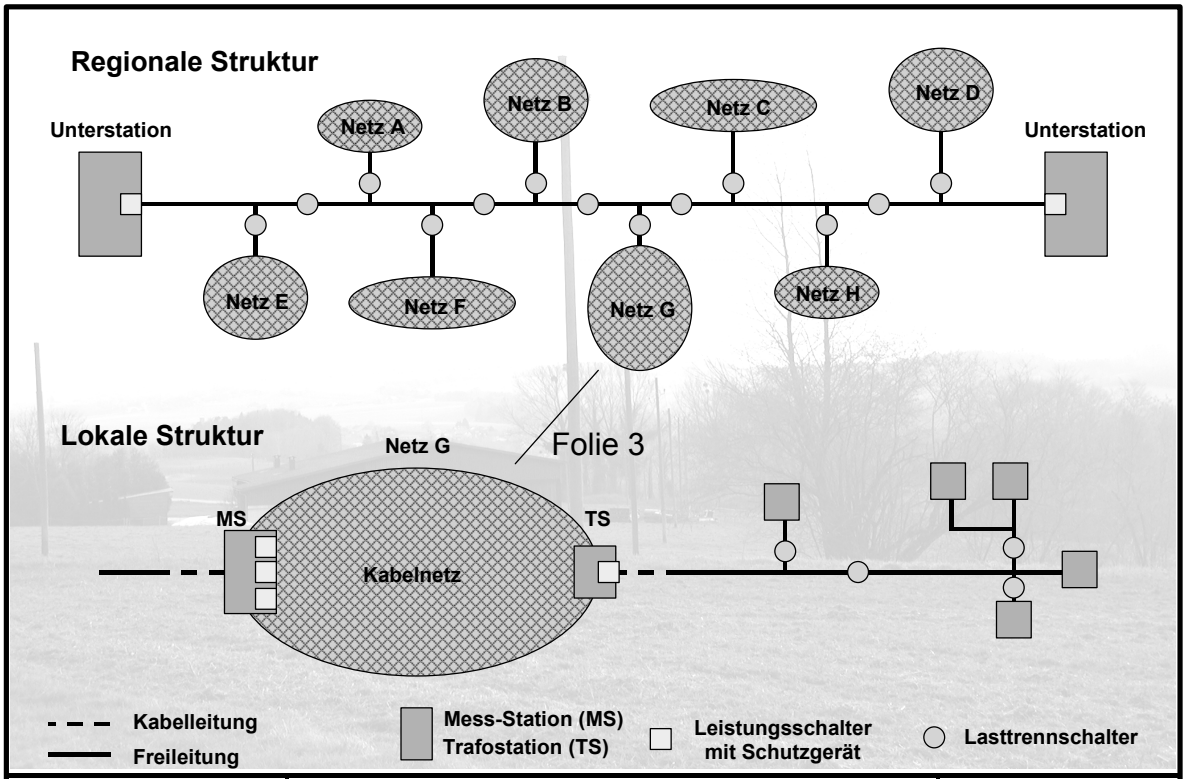
© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 1		ECOWATT EcoWatt Projects AG

Netztopologie Mittelspannungsnetze, Fehlerselektion im Freileitungsnetz

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 2	**MS-Netztopologie; Fehlerselektion**	ECOWATT EcoWatt Projects AG



© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 3	**MS-Netztopologie mit Freileitungen**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

In der Schweiz umfasst das Mittelspannungs-Freileitungsnetz ca. 25’000 km.

Diese Freileitungs-Netzteile sind üblicherweise verzweigt und werden in der Regel ab einer Trafostation mit Leistungsschalter und Schutzgerät im Stich versorgt. Bei einem Fehler im Freileitungsnetz löst der entsprechend vorgelagerte Leistungsschalter aus (je nach Schutzeinrichtung und Fehlerart: gefolgt von Kurz- und Langwiedereinschaltung).
Im Freileitungsnetz wird anschliessend in der Regel der Fehler so lokalisiert, dass vorhandene Lastschalter Schritt für Schritt geöffnet werden, jeweils gefolgt von einer Wiederzuschaltung des Leistungsschalters zwecks Feststellung, ob der Fehler nach wie vor ansteht.

Dieses Prozedere ist zeitintensiv und führt zu Spannungsschwankungen im Netz.

Folie 4

Ziel deshalb: Hilfsmittel im Freileitungsnetz einsetzen, die eine
schnelle Fehlerlokalisierung und in der Folge eine
rasche Fehlerbehebung ermöglichen, nicht zuletzt auch im Hinblick auf die im Rahmen der Liberalisierung zu erwartenden Lösungsansätze zur Abgeltung von Versorgungsunterbrüchen ab einer bestimmten Dauer

Hilfsmittel: **Fehlerstromanzeiger**
für die Erfassung von Erdschlüssen und Kurzschlüssen

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 4	**Fehlerselektion im Freileitungsnetz**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

Es wurden und werden von verschiedenen Firmen Fehlerstromanzeiger für Freileitungsnetze entwickelt und verkauft.

Ziel ist, dass diese Geräte ohne Installation von teuren Strom- oder Spannungswandlern an beliebigen Stellen im Netz eingesetzt werden können.
Entsprechend stehen nur Elektrische und Magnetische Felder als Messgrössen zur Verfügung.

Frühere, elektromechanische Konstruktionen waren hauptsächlich für die Erkennung von Kurzschlüssen im Einsatz und wurden in der Regel direkt auf den Leiterseilen der Freileitung angebracht.

Moderne Konstruktionen basieren auf Mikroprozessor-Technologie, werden nicht mehr auf den Leiterseilen montiert und sind in der Lage, Kurzschlüsse und Erdschlüsse gerichtet zu erfassen.

Nachfolgend werden die entsprechenden technischen Grundlagen beschrieben, die Arbeitsweise und die Funktionen eines FreileitungsFehlerstromanzeigers am Beispiel des Produktes “LineTroll 3500” des Herstellers “Nortroll” aus Norwegen aufgezeigt.

Folie 5	**Fehlerstromanzeiger**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

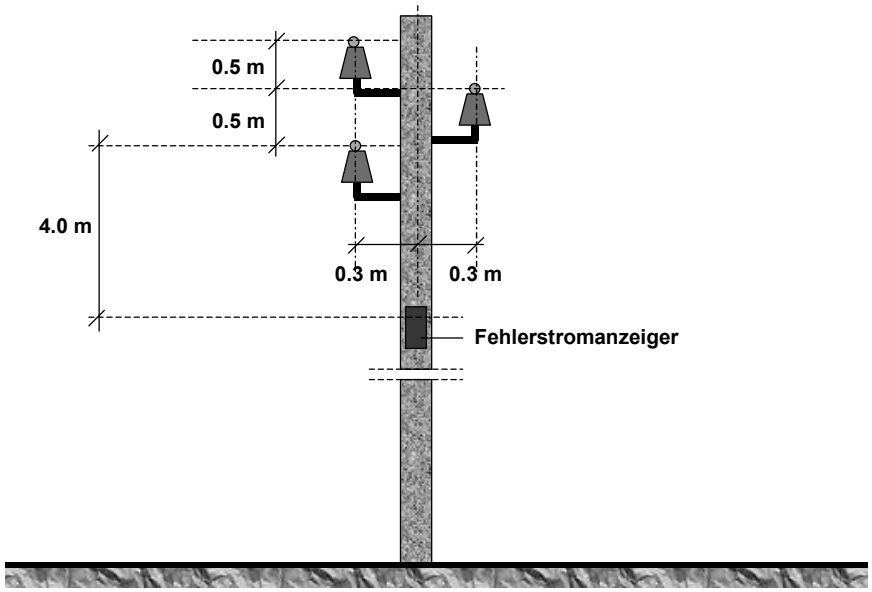
© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Betrachtung der Magnetfelder im Umfeld einer Freileitung bei unterschiedlichen Betriebszuständen; Stationäre Zustände

Folie 6	**Funktionsprinzip**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

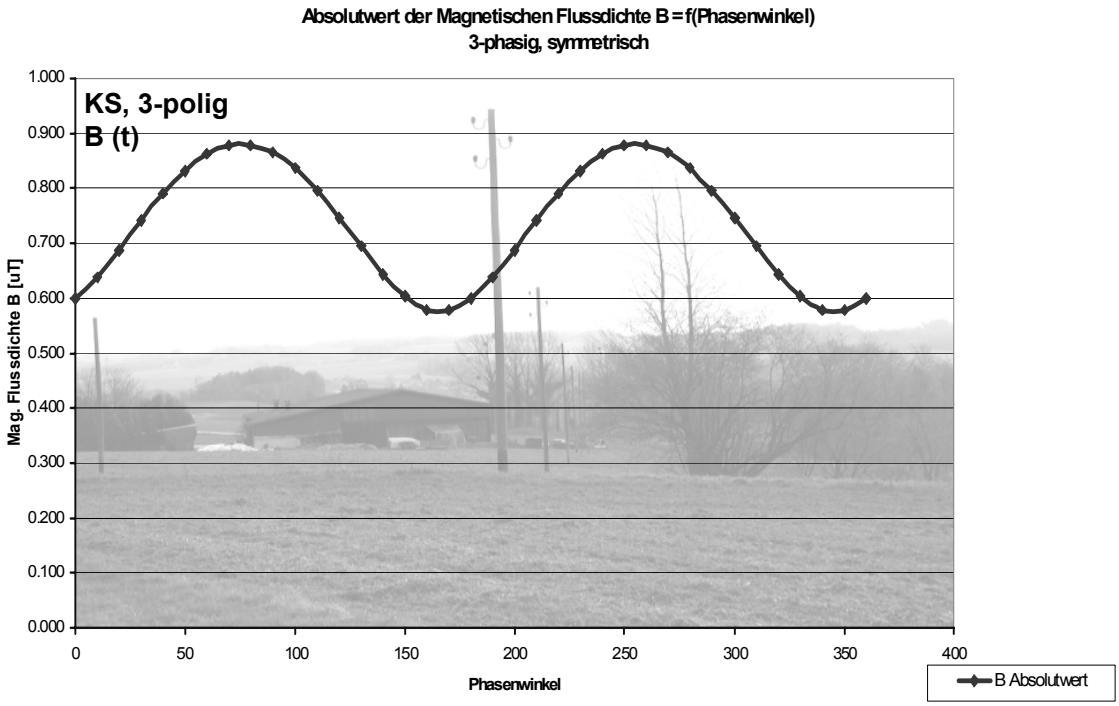
© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Für nachfolgende Magnetfeldberachtungen wird folgende Regelleitungs-Leiteranordnung betrachtet (Fehlerstromanzeiger 4m unterhalb unterstem Leiter):



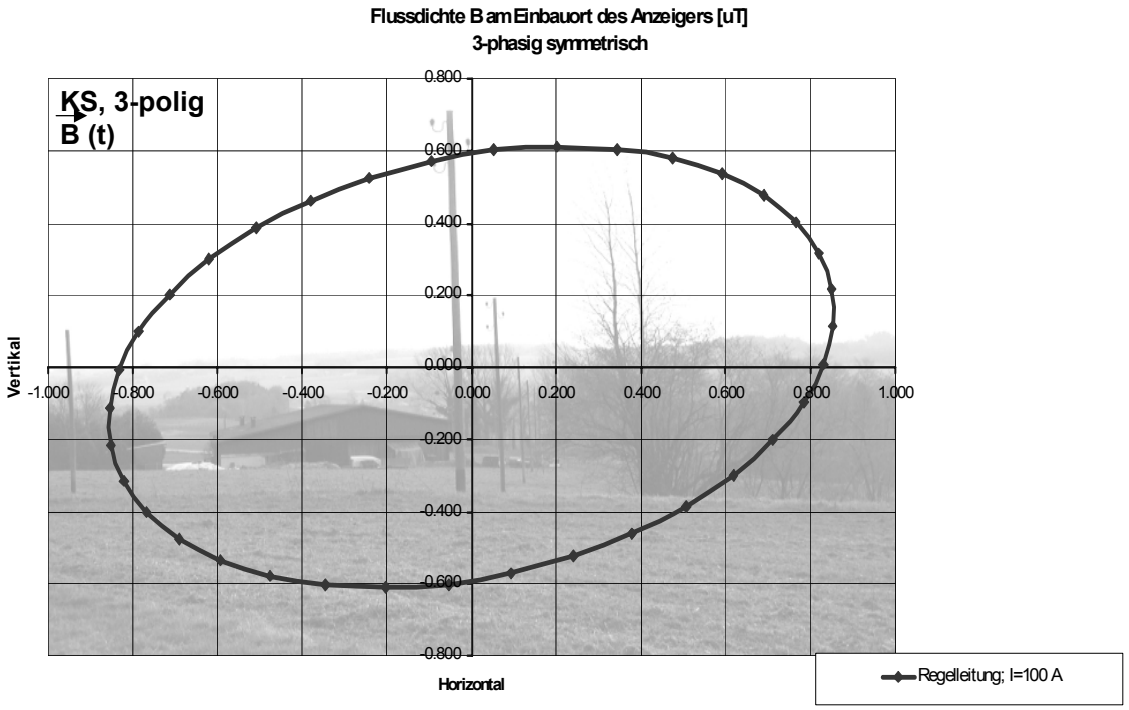
© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 7	**Regelleitung, Leiter- und Anzeigeranordnung**	ECOWATT EcoWatt Projects AG



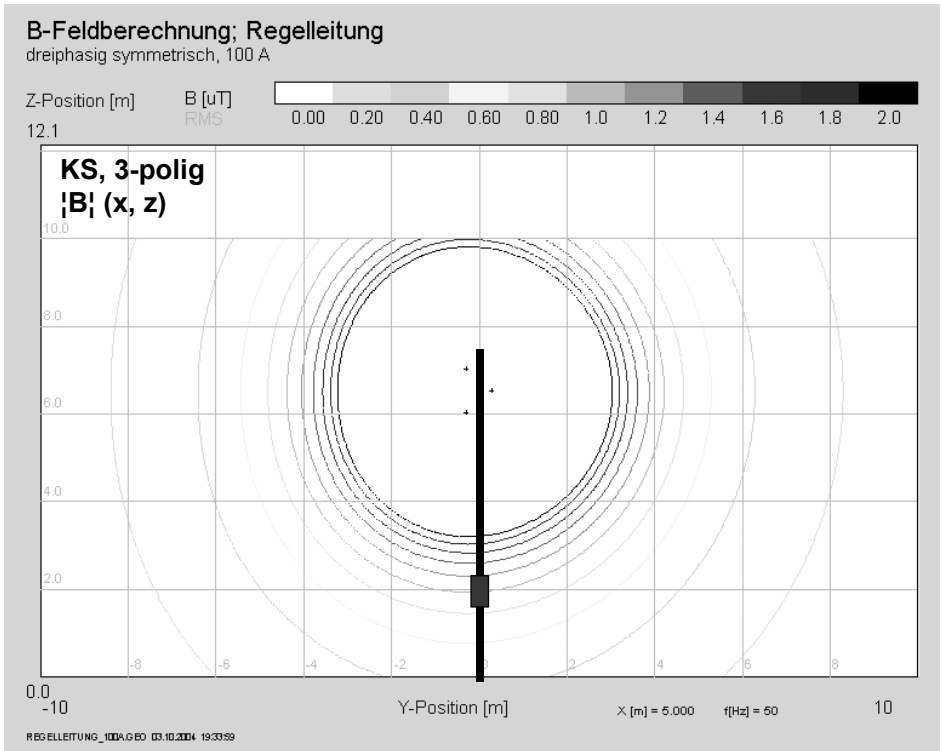
© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 8	**Magnet. Flussdichte B am Einbauort Anzeiger, 3-poliger Kurzschluss; Strom 100 A**	ECOWATT EcoWatt Projects AG



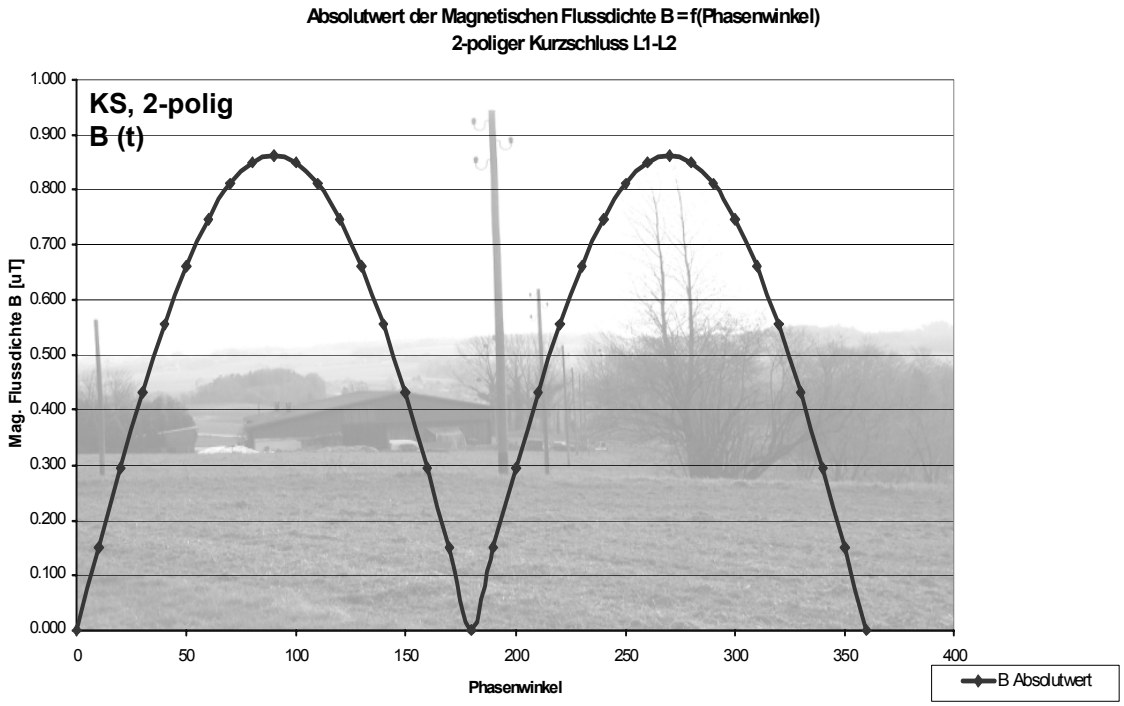
© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 9	**Magnet. Flussdichte B am Einbauort Anzeiger, 3-poliger Kurzschluss; Strom 100 A**	ECOWATT EcoWatt Projects AG



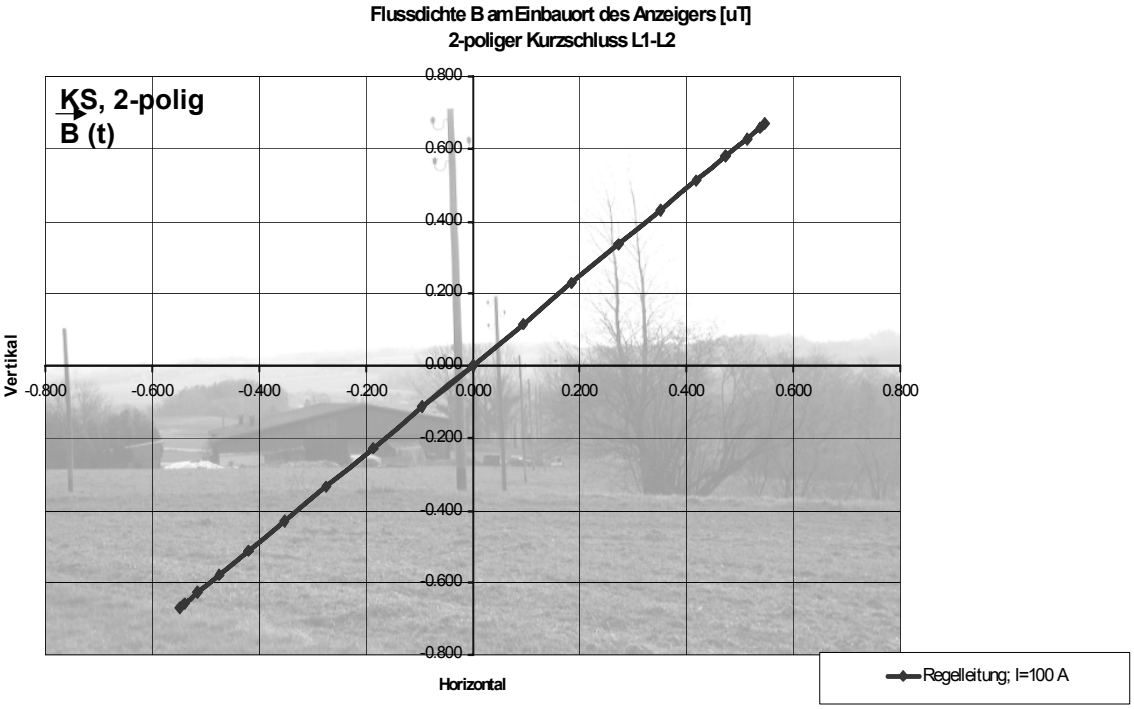
© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 10	**Magnet. Flussdichte B im Umfeld der Leiter, 3-poliger Kurzschluss, Strom 100 A**	ECOWATT EcoWatt Projects AG



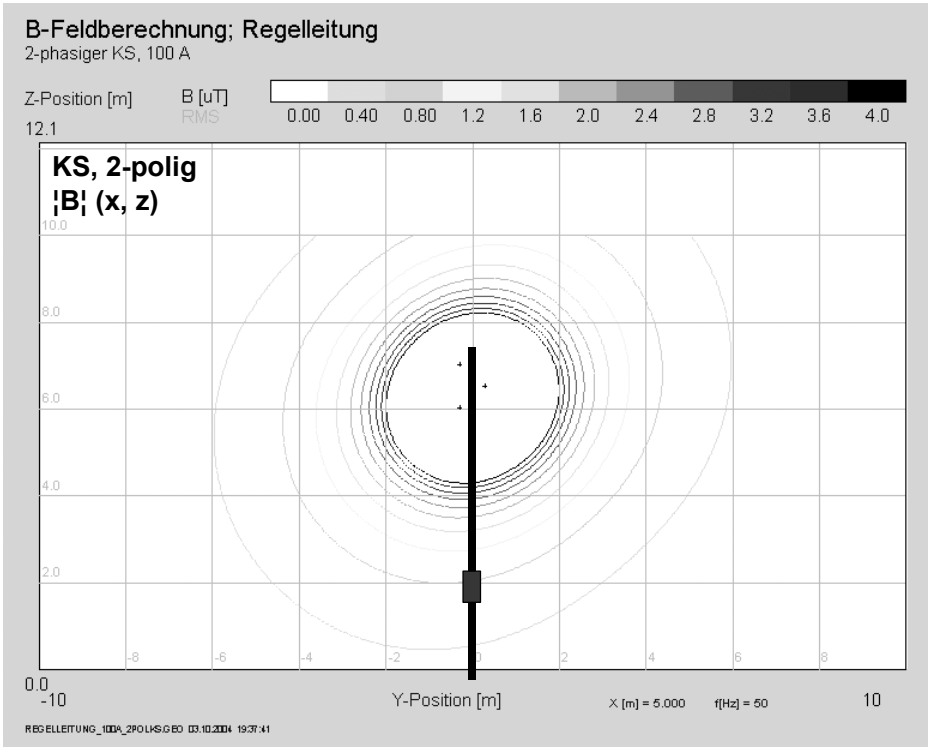
© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 11	**Magnet. Flussdichte B am Einbauort Anzeiger, 2-poliger Kurzschluss L1-L2, Strom 100 A**	ECOWATT EcoWatt Projects AG



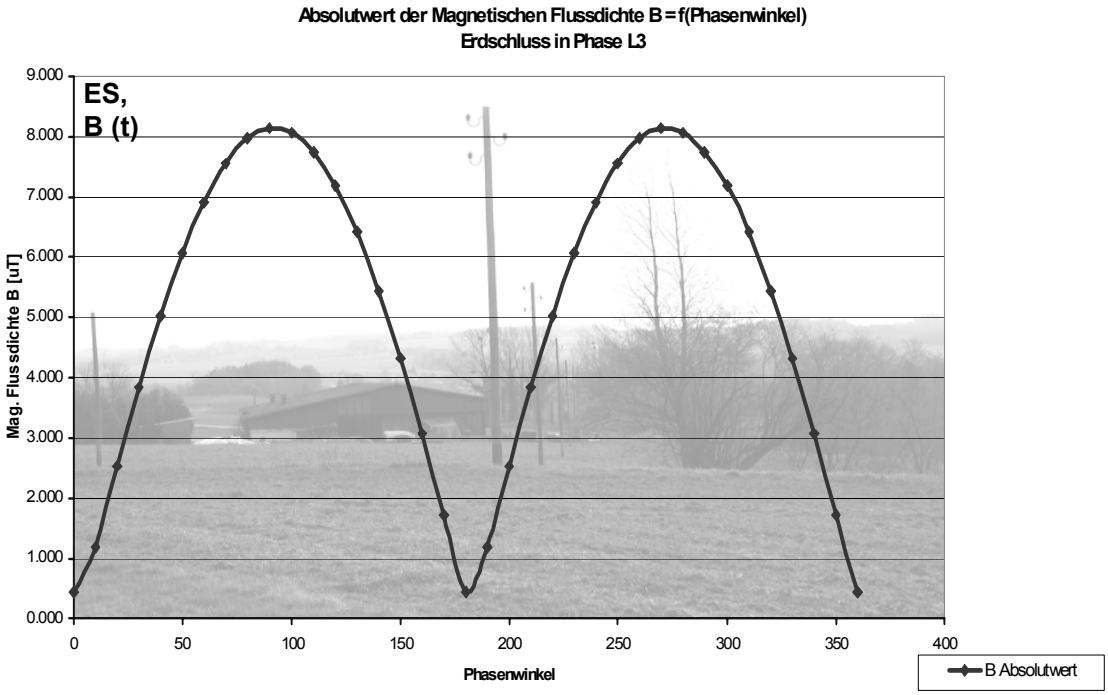
© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 12	**Magnet. Flussdichte B am Einbauort Anzeiger, 2-poliger Kurzschluss L1-L2, Strom 100 A**	ECOWATT EcoWatt Projects AG



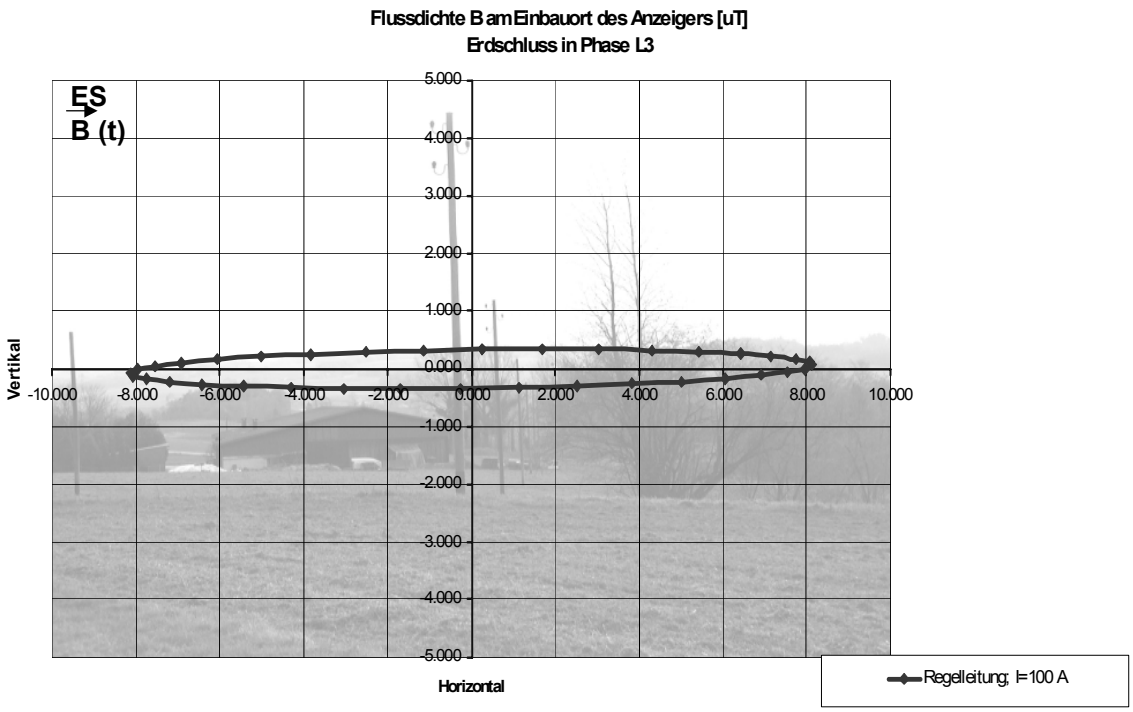
© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 13	**Magnet. Flussdichte B im Umfeld der Leiter, 2-poliger Kurzschluss L1-L2, Strom 100 A**	ECOWATT EcoWatt Projects AG



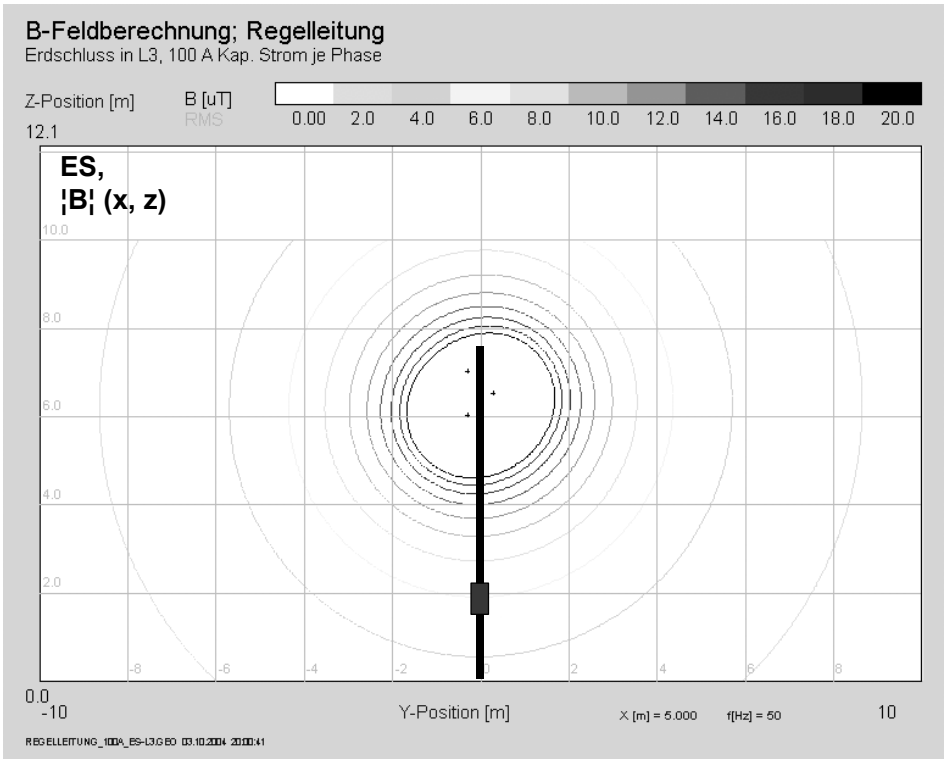
© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 14	**Magnet. Flussdichte B am Einbauort Anzeiger, Erdschluss in L3, kap. Strom 100 A**	ECOWATT EcoWatt Projects AG



© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 15	**Magnet. Flussdichte B am Einbauort Anzeiger, Erdschluss in L3, kap. Strom 100 A**	ECOWATT EcoWatt Projects AG



© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 16	**Magnet. Flussdichte B im Umfeld der Leiter, Erdschluss in L3, kap. Strom 100 A**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

Fazit:

Bei unterschiedlichen Netzfehlern bilden sich bezüglich

. Amplitude

. Zeitlichem Verlauf

. Räumlichem Verlauf

unterhalb einer Freileitung unterschiedliche Magnetfelder aus, die eine Differenzierung zwischen

. Laststrom - Fehlerstrom

. Kurzschluss - Erdschluss

erlauben.

Folie 17	**Fazit Magnetfelder bei Netzfehlern**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

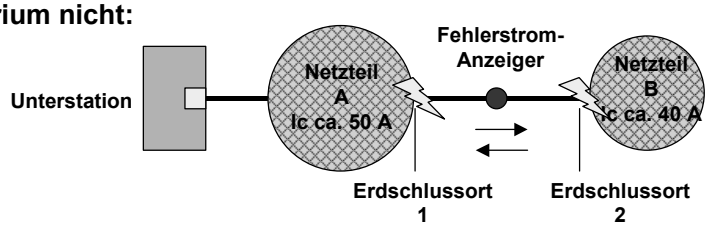
Erdschluss-Richtungserkennung: Betrachtung des transienten Verhaltens der Nullspannung und der Leiterströme im Moment des Erdschluss-Eintrittes

Folie 18	**Funktionsprinzip**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Erfordernis der Richtungserkennung:

. Bei gewissen Netztopologien genügt Fehlerstrom-Amplitude als Kriterium nicht:



Fehlerort 1: Fehlerstrom = 40 A; Fehlerort 2: Fehlerstrom = 50 A
-> Richtungsentscheid aufgrund Amplitude nicht zuverlässig möglich

. Abhängig von der Sternpunktbehandlung bilden sich sehr unterschiedliche stationäre Erdschluss-Ströme aus (gelöschtes Netz: bis wenige 10 A), die aufgrund der Vorschriften unterschiedlich schnell abzuschalten sind.

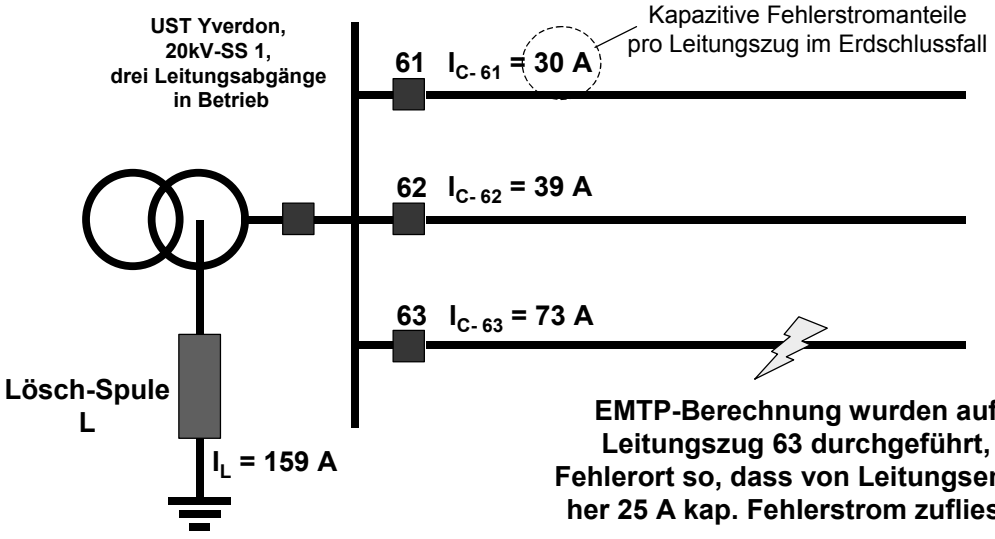
Alternative: Auswertung der relevanten transienten Netzgrössen (U_0, I_0) im Moment des Erdschluss-Eintrittes

Folie 19	**Randbedingungen ES-Richtungserkennung**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Betrachtung des transienten Verlaufes von Nullstrom und Nullspannung bei Erdschluss-Eintritt: Berechnung unter Verwendung eines EMTP- (Electromagnetic Transient Program) Analyseprogrammes:

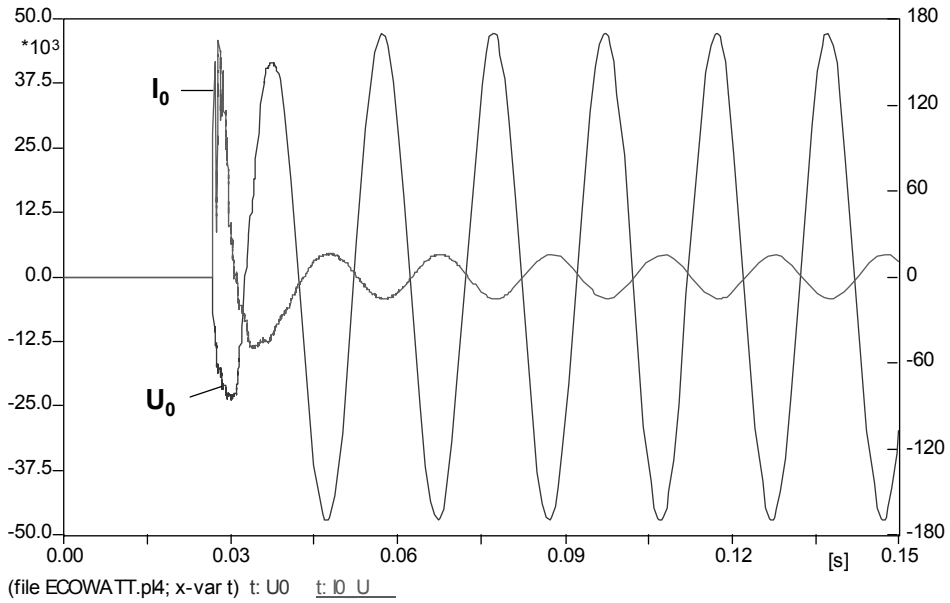
Für die Berechnungen zugrundegelegte Netzstruktur:



Folie 20	**Transiente Ströme/Spannungen bei ES-Eintritt**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

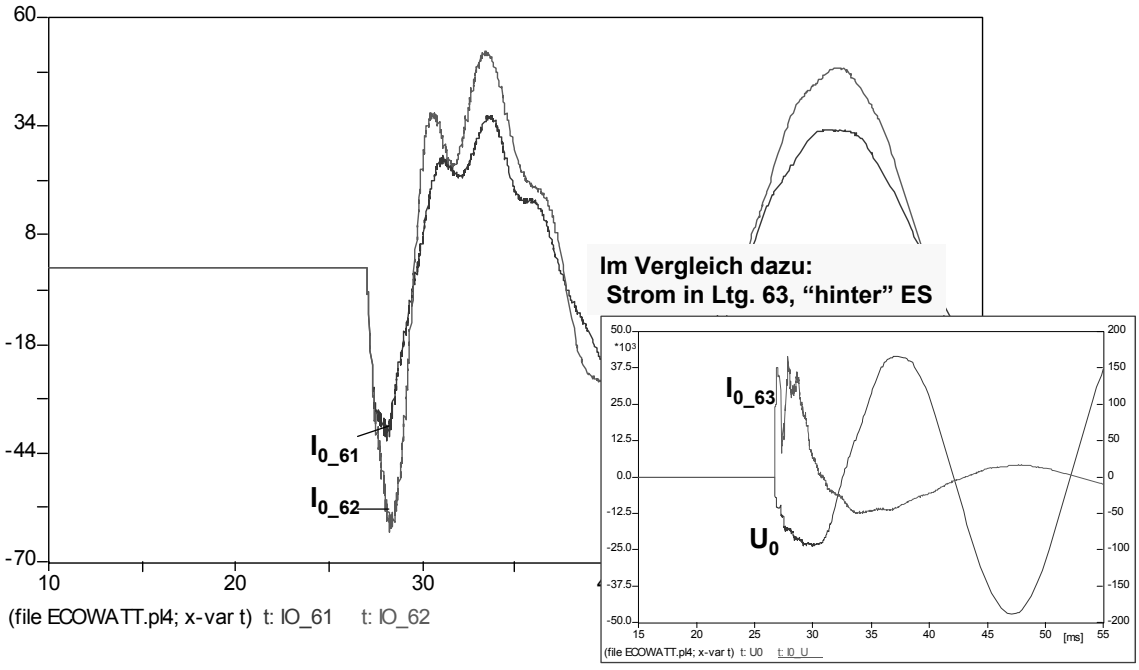
Berechnete transiente Verläufe von U_0 und I_0 bei Erdschluss in Leitungszug 63, im Leitungszug 63, von der UST aus gesehen in Vorwärtsrichtung:



Folie 21	**Transienter Verlauf U_0 und I_0, Vorwärtsrichtung**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Berechnete transiente Verläufe von U_0 und I_0 bei Erdschluss in Leitungszug 63, berechnet für Leitungsabgang 61 und 62, Fehler in Rückwärtsrichtung:

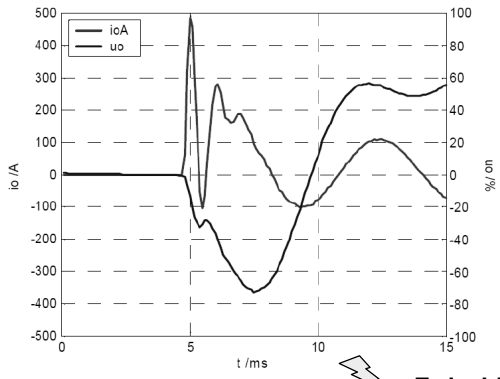


Folie 22	**Transienter Verlauf U_0 und I_0, Rückwärtsrichtung**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

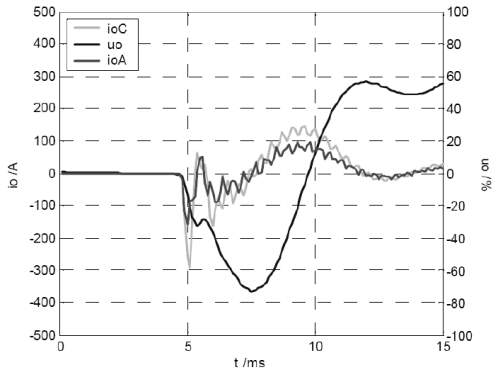
© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

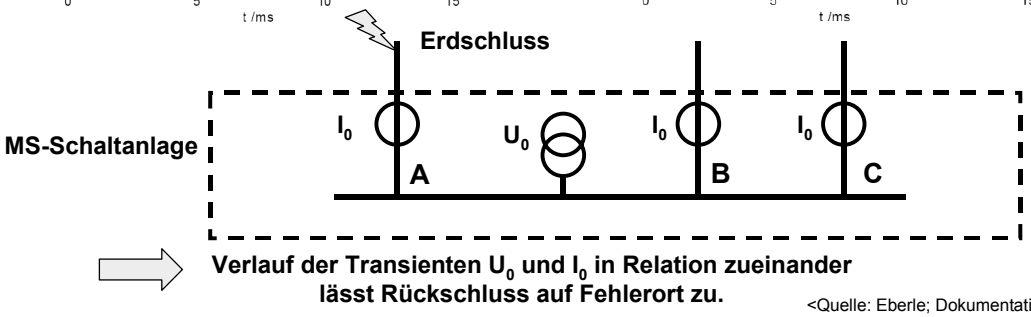
Gemessene transiente Verläufe von U_0 und I_0 in einer Schaltanlage:

U_0, I_0 Leitungsabgang A



U_0, I_0 Leitungsabgänge B und C





Verlauf der Transienten U_0 und I_0 in Relation zueinander lässt Rückschluss auf Fehlerort zu.

<Quelle: Eberle; Dokumentation EOR-D>

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 23	**Transiente Grössen bei Erdschlusseintritt**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

Fazit:

Unabhängig von der Sternpunktbehandlung kann durch Auswertung der transienten Fehlergrössen (50Hz-Anteil des Erdschlussstromes hat keine Bedeutung)

. Nullspannung

. Nullstrom

beim Fehlereintritt erkannt werden, in welche Richtung der Erdschluss liegt

(Bemerkung: technische Grenze: damit überhaupt vom Anzeiger transiente Magnetfelder gemessen werden können, muss der minimal am Einbauort des Anzeigers vorhandene kapazitive Fehlerstrom im ES-Fall des vorgelagerten oder nachfolgenden Netzteiles grösser als ca. 4 A sein, d.h. der Kabelanteil sollte min ca. 2-3km umfassen)

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 24	**Fazit Erdschlussrichtungserkennung**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

Auswertung der Fehlerdauer

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

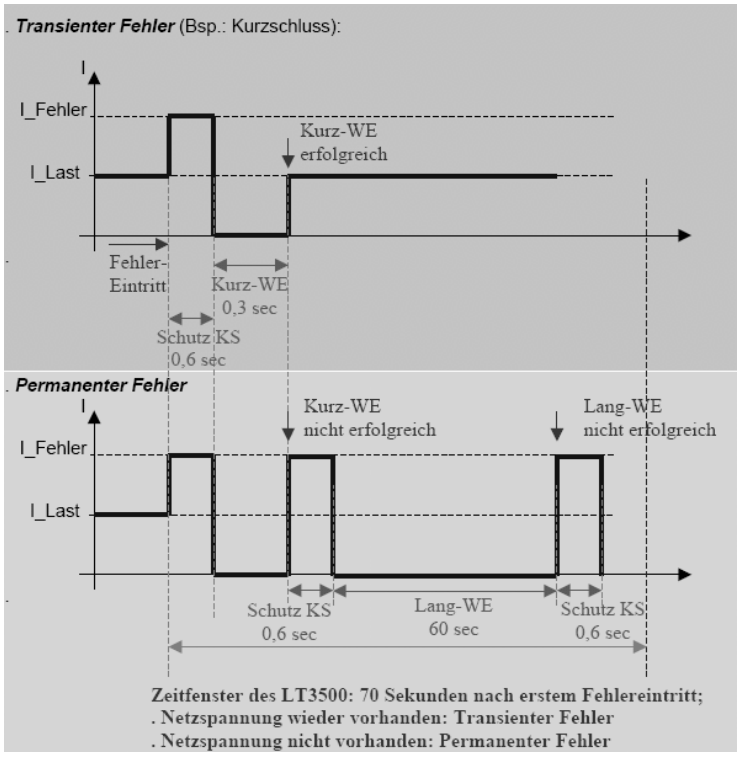
Folie 25	**Auswertung der Fehlerdauer**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

Aufgrund der Auswertung der elektrischen Feld-stärke beurteilt der Anzeiger, ob es sich um einen

. Transienten Fehler (Netzspannung 70 sec nach Fehlereintritt wieder vorhanden)

oder um einen

. Permanenten Fehler (Netzspannung 70 sec nach Fehlereintritt nach wie vor nicht vorhanden)



© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 26	**Auswertung der Fehlerdauer**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

Erfassung der Messgrössen

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 27	Erfassung der Messgrössen	ECOWATT EcoWatt Projects AG

Erfassung der Messgrössen mittels:

Sensor zur Erfassung der El. Feldstärke

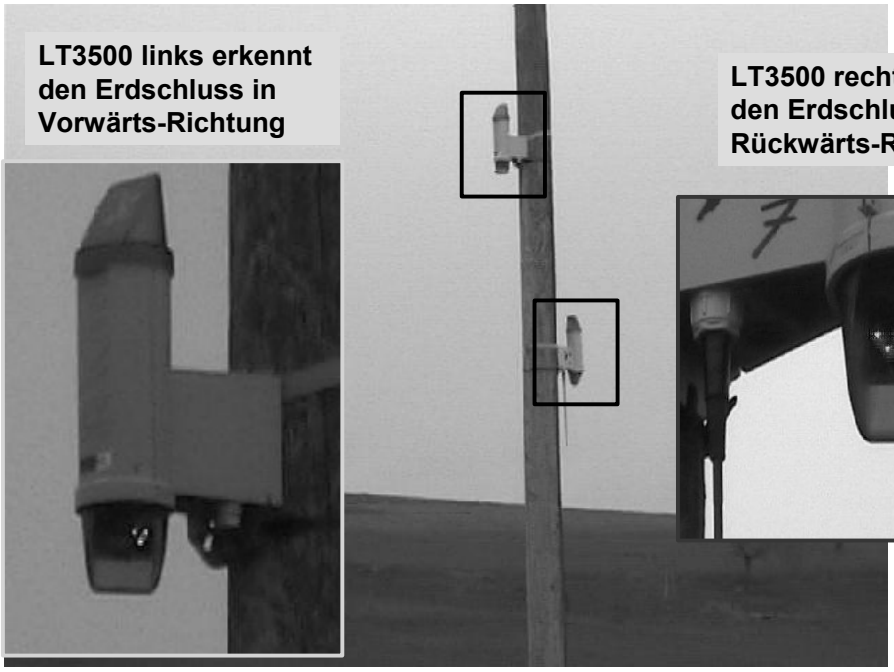
2 Spulen zur Erfassung des Magnetfeldes:

1 Spule senkrecht: dient zur Erfassung von Kurzschlüssen

1 Spule waagrecht: dient zur Erfassung von Erdschlüssen

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

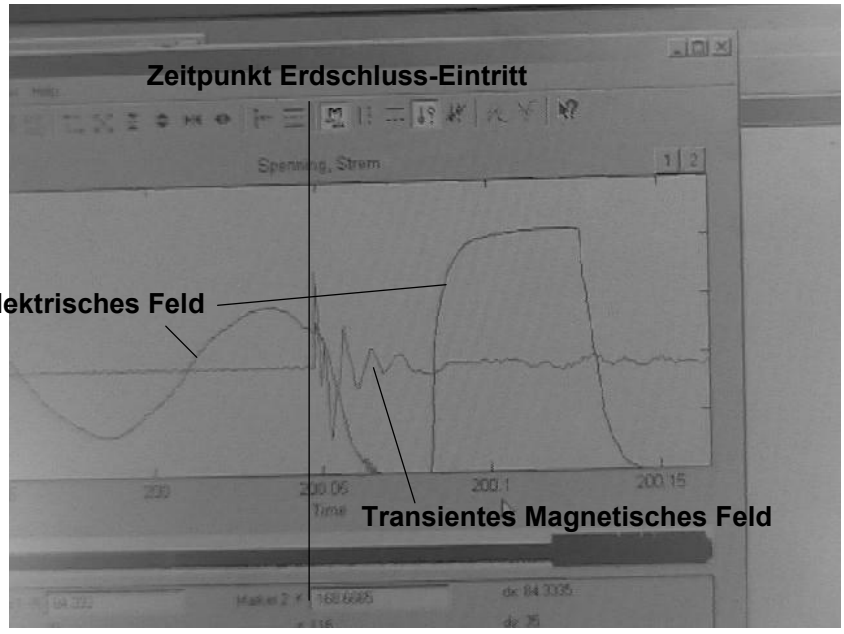
Folie 28	Erfassung der Messgrössen, LT3500	ECOWATT EcoWatt Projects AG



Am der selben Stange sind 2 Anzeiger LT3500 installiert, einer davon zur Aufzeichnung von Versuchsdaten (rechts)

Folie 29	**Erdschlusserkennung, Versuchsaufbau**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf



Aufgezeichneter Verlauf des transienten Erdschluss-Stromes, dargestellt auf Laptop und der Erdschluss-Spannung am Einbauort des registrierenden LT3500

Folie 30	**Erdschluss-Richtungserkennung, Messdaten**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

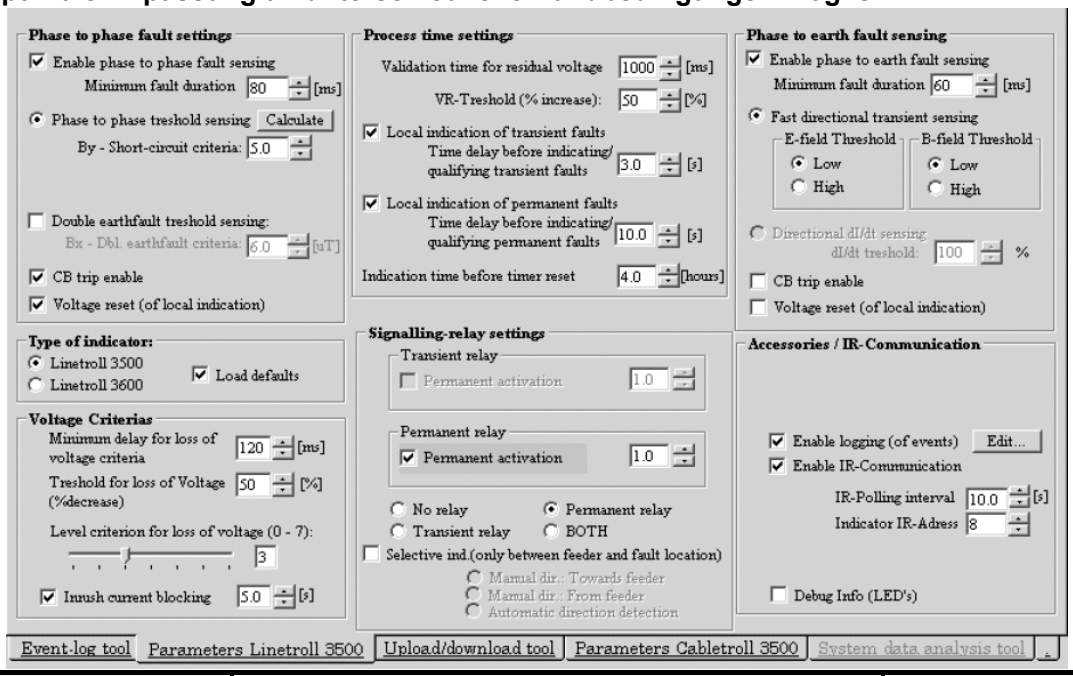
© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Parametrierung des Fehlerstrom-Anzeigers vom Typ LineTroll 3500

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 31	**Parametrierung der Anzeiger**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

Konfigurationsprogramm auf Laptop / PC:
Parameter für Erdschluss- und Kurzschlusserfassung wählbar, d.h. optimale Anpassung an unterschiedliche Randbedingungen möglich



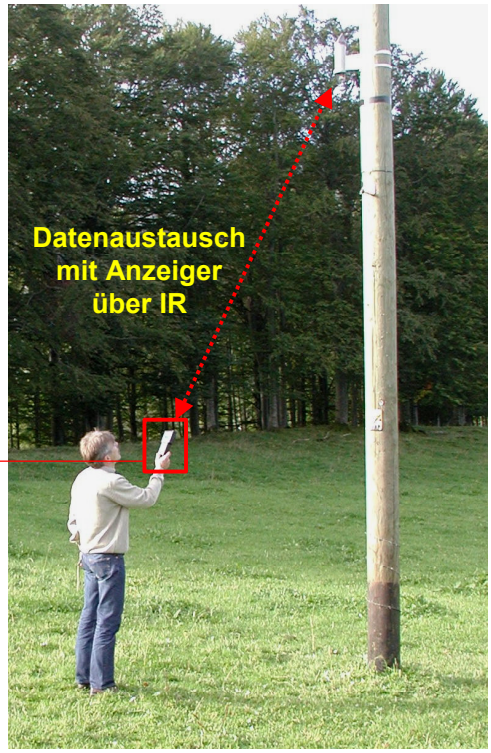
© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 32	**Parameter-Auswahl: ca. 25 Parameter wählbar**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

Parametrierung, Datenauswertung auf Laptop

Daten-Austausch zwischen Laptop und Terminal über RS232-Kabel

Hand-Held-Terminal mit Infrarot-Schnittstelle



© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 33	Parametrierung / Auslesen der Anzeiger	ECOWATT EcoWatt Projects AG

Anzeige der Fehlerinformationen

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 34	Anzeige der Fehlerinformationen	ECOWATT EcoWatt Projects AG

Anzeige vor Ort: Leuchtdioden

: Kurzschluss (KS)

: Erdschluss (ES) vorwärts

: Erdschluss (ES) rückwärts

Der Anzeiger differenziert Intern:

KS transient
KS permanent
ES vorwärts transient
ES vorwärts permanent
ES rückwärts transient
ES rückwärts permanent

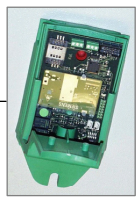
mittels vier Binärinfos

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 35	**Anzeige der Information, Typ LT3500, lokal**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

Dezentral

Einbau von Zusatzmodulen
. Funkmodul
. GSM-Modul
. Ausgabe-Relais



Informationsübertragung:
KS transient
KS permanent
ES vorwärts transient
ES vorwärts permanent
ES rückwärts transient
ES rückwärts permanent
mittels vier Binärinfos

via:

. Funk
. GSM
. Potentialfreie Kontakte an bestehende RTU
(z.B. ferngesteuerter Schalter)

Zentral

Informationsausgabe über:

. Leitsystem (Datenkollektor über IEC-Schnittstelle an Leitsystem angekoppelt) -> Informationen zur schnellen Fehlerlokalisierung zentral vorhanden

. Potentialfreie Ausgabekontakte

. SMS auf Mobiltelefon

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 36	**Anzeige der Information, Typ LT/CT3500, zentral**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

Hilfsenergieversorgung:

Die Elektronik der Fehlerstromanzeiger ist so Konzipiert, dass sie im Ruhezustand “schläft” und entsprechend einen sehr geringen Energieverbrauch aufweist.

Standardmässig werden für die Speisung Lithium-Zellen eingesetzt. Deren Lebens-dauer beträgt 8 bis 10 Jahre.

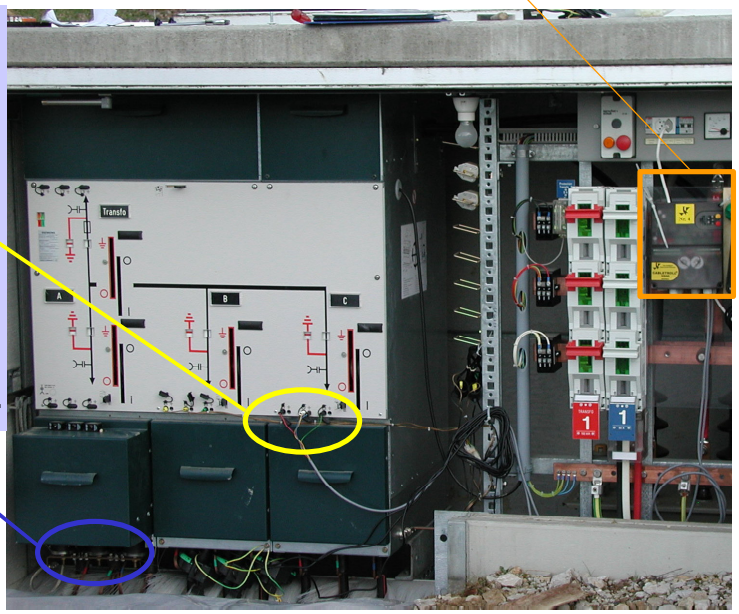
Alternativ dazu können NiCd-Zellen mit Nachladung ab Photozellen einge-setzt werden. Die technische Lebens-dauer der NiCd-Zellen beträgt aber auch ca. 10 Jahre. Deshalb bringt diese Lösung nur dann gegenüber Lithium-Zellen Vorteile, wenn ein erhöhter Energieverbrauch (z.B. Ankoppelung Leitsystem / RTU) besteht.

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 37	**Hilfsenergieversorgung**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

Fehlerstromanzeiger für Kabelnetze:

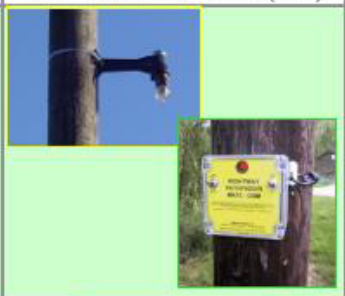
Funktional identisch zu den Freileitungs-Fehlerstrom-Anzeigern wurden Fehlerstromanzeiger für Kabelnetze mit Last-trennschaltern entwickelt: Diese erfassen die Phasen-spannungen ab den kapa-zitiven Spannungsanzeige-systemen und die Phasen-ströme mittels Strom-sensoren an den MS-Kabeln.



© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 38	**Fehlerstromanzeiger im Kabelnetz (CableTroll)**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

Übersicht Produkte und Eigenschaften der Hersteller
Bowden / Horstmann / Nortroll / Schweitzer / Sorhodel (MG)

Netztyp	Fehlererkennung: Kurzschluss (KS)	KS + Erdschluss (ES)	KS + ES gerichtet
Freileitungen			
Kabel			

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 39 | Fehlerstromanzeiger, Produktübersicht | ECOWATT EcoWatt Projects AG

Anwendungs-Erfahrungen

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 40 | **Erfahrungswerte** | ECOWATT EcoWatt Projects AG

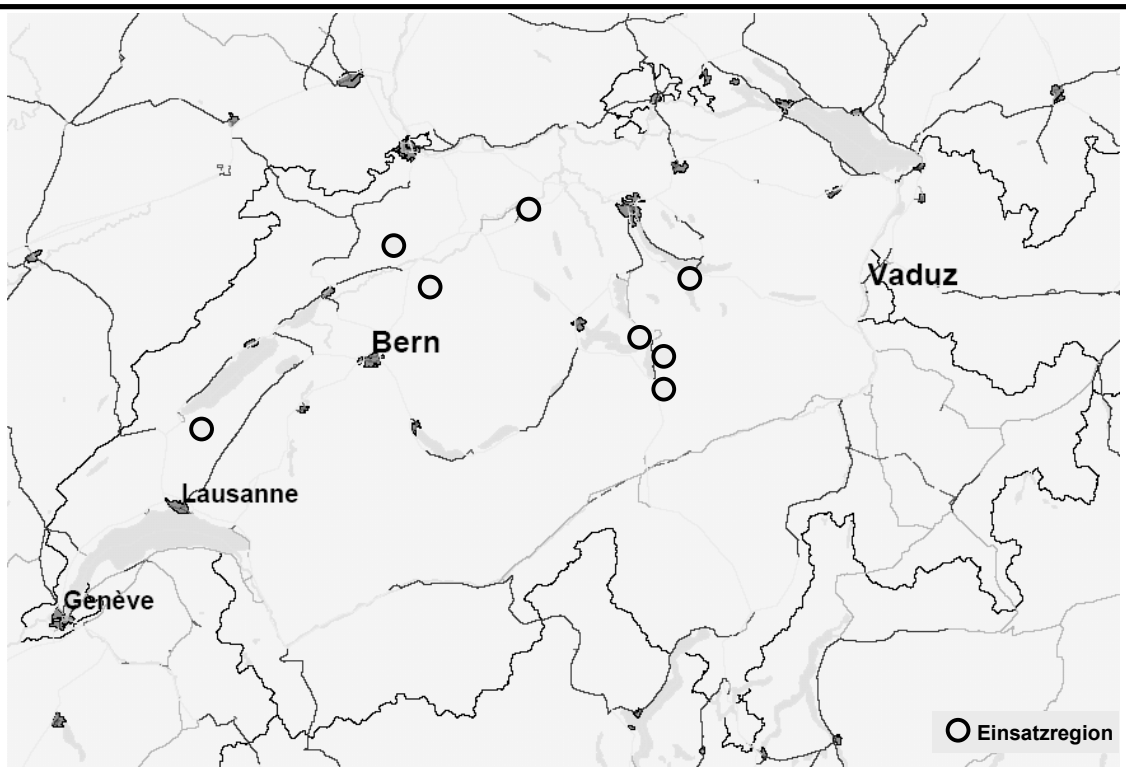
Fehlerstromanzeiger von NORTROLL AS werden mehrtausendfach in verschiedensten Ländern eingesetzt wie beispielsweise:

. Norwegen
. Frankreich
. Spanien
. England
. Deutschland
. Italien
. Österreich
. Malysia
. Schweiz
. . . . . .

d. h. Fehlerstromanzeiger gelangen weltweit in grossen Stückzahlen bei unterschiedlichen Randbedingungen zum Einsatz: von tiefsten Temperaturen und Schneefall bis zu hohen Temperaturen und hoher Luftfeuchtigkeit.

Folie 41	**Erfahrungswerte International**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf



Folie 42	**Geografische Einsatzgebiete CH**	ECOWATT EcoWatt Projects AG

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

2 Erdschlüsse im Freileitungsnetz: beide korrekt erkannt und angezeigt

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

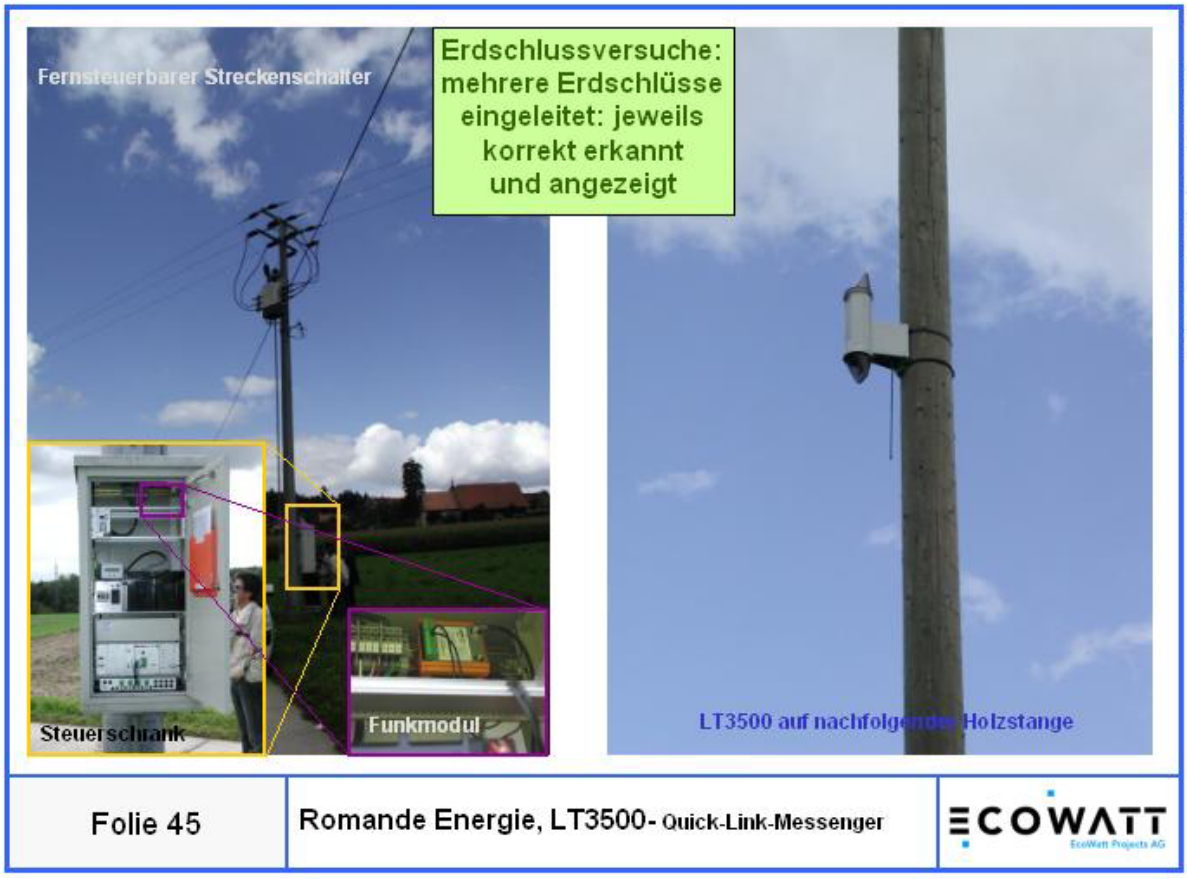
Folie 43	EW Arth, LineTroll 111 K	ECOWATT

Balmberg, Montage

LT 3500 mit GSM-Modul und Antenne

© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf

Folie 44	AEK, LT3500-GSM	ECOWATT


Fernsteuerbarer Streckenschalter
Erdschlussversuche: mehrere Erdschlüsse eingeleitet: jeweils korrekt erkannt und angezeigt
Steuerschrank
Funkmodul
LT3500 auf nachfolgender Holzstange
© 2004, EcoWatt Projects AG, 8852 Altendorf
Folie 45
Romande Energie, LT3500- Quick-Link-Messenger
ECOWATT
EcoWatt Projects AG

FKH - / VSE – Fachtagung

10. November 2004

Erdschlussprobleme in Verteilnetzen

Quasistationäre Ströme und Spannungen bei einphasiger Erdung einer fehlerbehafteten Leitung mittels Polerdungsschalter im Unterwerk

Dr. G. Castelli

AEW Energie AG, Aarau

1980	Diplom als Elektroingenieur ETH
1980-1993	Tätigkeit bei BBC/ABB in der Abteilung Netzstudien und Programme. Mitarbeit bei der Entwicklung von Kurzschluss-, Lastfluss- und Stabilitätsprogrammen zusätzlich zu den Anwendungen in Netzstudien für Kunden.
1993-2004	Tätigkeit bei der AEW Energie AG in der Abteilung Netzinfrastruktur. Leiter der Fachstelle Planung
1997	Abschluss als Dr. Sc. Tech. An der ETHZ. Thema der Doktorarbeit: „Beitrag zur Berechnung von Fehlerströmen und –spannungen bei ein- und mehrphasigen Kurzschlüssen zwischen zwei Spannungsebenen.
Seit 1.10.2004	Leiter der Fachstelle Asset Management bei der AEW Energie AG
Seit 1999	Mitglied des CES TK 39 (Überspannungsableiter) and CES TK 28 (Isolationskoordination)

Quasistationäre Ströme und Spannungen bei einphasiger Erdung einer fehlerbehafteten Leitung mittels Polerdungsschalter im Unterwerk

Dr. G. Castelli

AEW Energie AG, Aarau

1. Problemstellung

Die AEW Energie AG betreibt ein isoliertes 16-kV-Netz. Bei einem Erdschluss wird die betroffene Leitung innert kurzer Zeit abgeschaltet. Da sich die Erdschlüsse vorwiegend in den Freileitungsnetzen ereignen, besteht eine gute Chance, dass nach einer kurzen Unterbrechung der Erdschluss gelöscht hat und ein Weiterbetrieb möglich ist. Dies führte zu dem Konzept mit automatischen Wiedereinschaltungen. Der Nachteil dieses Konzepts ist, dass die Kunden einen Ausfall oder sogar mehrere kurze Ausfälle nacheinander erleben. Der Wunsch, hier Verbesserungen anzustreben, ist somit leicht nachvollziehbar.

Dass wir überhaupt abschalten dient dem Schutz von Personen und ist in der Starkstromverordnung festgelegt: Die Berührungsspannung in Gebieten, wo sich Menschen regelmässig aufhalten, darf einen bestimmten Betrag nicht überschreiten (Folie 2). Diese Grenze ist von der Einwirkzeit abhängig. In unserem Beispiel:

Erdschlussstrom:	max. 300 A
Erderwiderstände:	2 Ohm (gemessen für einen Abstand von 1 m)
Berührungsspannung:	600 V
Einwirkzeit (Schutz) :	0.12-0.13 s.

Das Trio Max. Erdschlussstrom - Max. Erderwiderstand – Schutzeinstellung bildet eine konzeptionelle Einheit. Dabei ist der Erdschlussstrom von der Sterpunktbehandlung und von der Grösse des zugeschalteten Netzes abhängig (300 A sind in der AEW eine Plangrösse).

Wir möchten nun gerne eine längere Einwirkzeit zulassen können – möglicht mehrere Stunden (Dauerbetrieb auch bei anstehendem Erdschluss). Grundsätzlich kann man also folgendes tun:

- Die Berührungsspannung reduzieren durch Verbessern der Erdungen. Dies ist nicht überall möglich und wenn doch mit hohen Kostenfolgen.
- Den Erdschlussstrom reduzieren durch
    - Einführen eines gelöschten Netzes
    - Verkleinern der Netze
    - Erdung der vom Erdschluss betroffenen Phase im Unterwerk mittels Polerdungsschalter.

Mit gelöschten Netzen hat man weitgehend Erfahrung. Abgesehen davon, dass eine Umstellung der Sternpunktbehandlung nicht gratis zu haben ist, treten auch bei gelöschten Netzen Probleme auf, insbesondere wegen der zunehmenden Verkabelung von Freileitungen. Die Löschung ist in Kabelnetzen nicht gerade die bevorzugte Sternpunktbehandlung.

Eine Verkleinerung der Netze ist im Normalfall nicht praktikabel.

Die Erdung der fehlerbehafteten Leitung mittels Polerdungsschalter im Unterwerk wurde verschiedentlich im Ausland angewendet. In der Schweiz wurde dieses System kürzlich durch die RWB (Regionalwerke Baden) eingeführt und die AEW hat entsprechende Untersuchungen angestellt. Die Grundidee ist simpel: wird die betroffene Phase im Unterwerk ebenfalls geerdet, wird sich ein Teil der Erdschlussstromes auf das Unterwerk verschieben (Folie 3). Die Fehlerstelle wird entlastet, die Berührungsspannung sinkt, die Einwirkzeit kann erhöht werden.

Sofort kommt die Frage auf, wie lange man denn nun den Erdschluss anstehen lassen kann. Um dies herauszufinden haben wir diverse Berechnungen durchgeführt um die wesentlichsten Einflussfaktoren zu erkennen. Hierbei haben wir uns ausschliesslich auf den quasistationären Vorgang konzentriert. Transiente Vorgänge wie das Verhalten des Lichtbogens und der Lichtbogenwiderstände wurden vernachlässigt.

2. Netzberechnungen

Mit Hilfe unseres Netzberechnungsprogramms NEPLAN haben wir ein einfaches Netzmodell aufgebaut (Folie 4). Es besteht aus einem speisenden Unterwerk, der Leitung, die vom Erdschluss betroffen ist. Eine weitere Leitung bildet das rückwärtige Netz. In diesen Berechnungen wurden die folgenden Parameter variiert um deren Einfluss zu erkennen:

- Kapazität des rückwärtigen Netzes
- Kapazität in entfernten Netzteilen hinter der Fehlerstelle
- Kapazität der betroffenen Leitung
- Widerstände und Reaktanzen im Null- und Mitsystem der betroffenen Leitung
- Abstand des Erdschlussorts vom Unterwerk
- Belastung der betroffenen Leitung
- Erdübergangswiderstände im Unterwerk und an der Fehlerstelle (Folie 5)

3. Berechnungen ohne Belastung

Aus den Berechnungen ohne Berücksichtigung der Last lassen sich die folgenden Erkenntnisse gewinnen:

a) Die (komplexe) Summe der Erdschlussströme entspricht der gesamten Nullkapazität des zugeschalteten Netzes.

b) Kapazitiver Strom der Leitungen im rückwärtigen Netz:
- Werden die Fehlerwiderstände vernachlässigt, fliesst dieser vollständig im Unterwerk ab (Folie 6)

- Werden die Fehlerwiderstände mitberücksichtigt, teilen sie sich je nach Fehlerwiderstand und Leitungsimpedanzen auf die geerdeten Stellen auf (Folie 7).

c) Kapazitiver Strom von Netzteilen, die weiter entfernt sind als die Fehlerstelle (Folie 8):
- Werden die Fehlerwiderstände vernachlässigt, verschiebt sich dieser vom Unterwerk zur Fehlerstelle in Abhängigkeit des Verhältnisses Z(0)/Z(1) der Leitung.
- Werden die Fehlerwiderstände mitberücksichtigt, teilen sich die Ströme je nach Fehlerwiderstand und Leitungsimpedanzen auf die geerdeten Stellen auf. Der Einfluss des Verhältnisses Z(0)/(Z1) wird geringer.
- Auch das Verhältnis R(0)/X(0) hat einen Einfluss.

d) Der kapazitive Strom der betroffenen Leitung (Folie 9):
Der halbe kapazitive Strom verhält sich analog zu Fall b) in Abhängigkeit der Fehlerwiderstände. Die andere Hälfte des Stroms verhält sich analog zu Fall c) in Abhängigkeit des Verhältnisses Z(0)/Z(1) der Leitung und der Fehlerwiderstände. Dies entspricht dem verwendeten PI-Modell der Leitung.

e) Die Verhältnisse der Fehlerwiderstände haben einen grossen Einfluss. Ein hoher Erdübergangswiderstand an der Fehlerstelle verdrängt mehr Strom zur Phasenerdung im Unterwerk

f) Die Mit- und Gegenimpedanzen spielen bei der Stromaufteilung erst bei sher kleinen Erdübergangswiderständen eine grössere Rolle.

g) Die Erdungsspannungen sind proportional zu den Erdschlussströmen und den Erdübergangswiderständen.

h) Alle Schutzgeräte im Unterwerk sehen nach dem Einschalten des Polerdungsschalters den Erdschluss an der Sammelschiene (Achtung auf die Schutzkoordination).

4. Berechnungen mit Belastung

Berücksichtigt man die Belastung im Netz, erhält man für den kapazitiven Erdschlussstrom zwar dasselbe Verhalten wie oben beschrieben, hingegen kommt mit dem Laststrom eine zweite Komponente hinzu, welche sich überlagert.

Der Laststrom der betroffenen Leitung teilt sich in zwei Pfade auf, den Strom in der Phase und einen vagabundierenden Strom über die Erdverbindung (Folie 10). Der vagabundierende Laststrom fliesst über die Fehlerstelle zurück in die Leitung. Die Überlagerung von Laststrom und kapazitivem Erdschlussstrom kann dazu führen, dass der Strom über die Fehlerstelle grösser wird als der Erdschlussstrom ohne Phasenerdung im Unterwerk und so keine Reduktion der Berührungsspannung eintreten würde. Das Verhalten der Laststromkomponenten kann wie folgt beschrieben werden:

a) Die Lastaufteilung ist stark abhängig vom Verhältnis Z(1)/Z(0). Es ist somit wesentlich, ob man es mit einem Kabel mit beidseitiger oder mit einseitiger Schirmerdung handelt. Analog hat ein Erdseil bei der Freileitung einen wesentlichen Einfluss (Folie 11). Zu beachten sind die Unterschiede zum kapazitiven Strom im Restnetz (Folie 8).

b) Die Lastaufteilung ist ebenfalls stark abhängig von der Summe der beiden Erdübergangswiderstände (im UW und an der Fehlerstelle; Folie 12). Je höher der Erdübergangswiderstand im Unterwerk ist, desto kleiner ist die vagabundierende Lastkomponente über die Fehlerstelle. Damit verkleinert sich auch die Berührungsspannung an der Fehlerstelle.

Die Überlagerung aller Stromkomponenten führt zu Resultaten, die nicht mehr einfach vorhersehbar sind. Insbesondere hat auch der Abstand der Fehlerstelle vom speisenden Unterwerk ihren Einfluss (Folie 13). In diesen Beispielen wird der Fehlerstrom durch die Phasenerdung reduziert (Vergleich zu Folie 14).

Interessant ist auch das Verhalten der Fehlerspannung. Der Verlauf ist unterschiedlich zum Verlauf des Stroms (Folie 15), da der Fehlerwiderstand nicht konstant gehalten ist. Dennoch wird die Spannung durch den Polerdungsschalter speziell bei Anlagen mit schlechter Erdung massiv reduziert (Folie 16).

5. Vergleich der Berechnung mit der Messung

Um die theoretischen Betrachtungen zu verifizieren, wurden Messungen in einem Teilnetz der AEW Energie AG durchgeführt. Dabei wurden die Ströme mit und ohne Phasenerdung mit unterschiedlichen Netzkonfigurationen durchgeführt (Folie 17):

c) Mit und ohne rückwärtiges Netz

d) Mit und ohne Last, mit und ohne Phasenerdung im Unterwerk

e) Kabelstrecke einseitig und beidseitig geerdet

Das in den Abschnitten 3 und 4 beschriebene Grundverhalten konnte dabei bestätigt werden. Hingegen wichen die Resultate der ersten Berechnungen von den gemessenen zu stark ab. Die Ursache dafür lag in den Daten des Netzmodells: Es wurden Katalogdaten im Mitsystem und Schätzwerte im Nullsystem verwendet. Dies führte zu sehr grossen Differenzen.

Nachdem diese Daten durch gemessene Impedanzen ersetzt wurden, waren die Berechnungsresultate für den Fall ohne Last mit den Messwerten vergleichbar.

Die Berechnungen mit Last weichen bei einseitiger Schirmerdung von den Messungen um weniger als 10% ab (Folie 18). Das Grundverhalten von Abschnitt 4 wird durch die Messung bestätigt. Der Vergleich mit den Messungen bei beidseitiger Schirmerdung zeigt wieder grössere Abweichungen dennoch weist auch dieser eine genügende Übereinstimmung auf, um das Grundverhalten bestätigen (Folie 19).

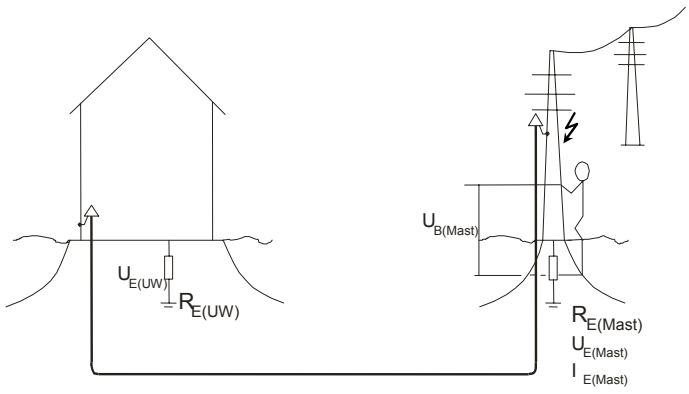
Frappant ist der Vergleich der Messresultate mit einseitiger und beidseitiger Schirmerdung (Folie 18 und 19), der die grosse Sensitivität des Verhaltens auf das Nullsystem der Leitung zeigt.

Quasistationäre Ströme und Spannungen bei einphasiger Erdung einer fehlerbehafteten Leitung mittels Polerdungsschaltern im Unterwerk

Inhalt

- **Problemstellung**
- **Netzberechnungen**
- **Berechnungen ohne Belastung**
- **Berechnungen mit Belastung**
- **Vergleich der Berechnungen mit Messungen**

Problemstellung

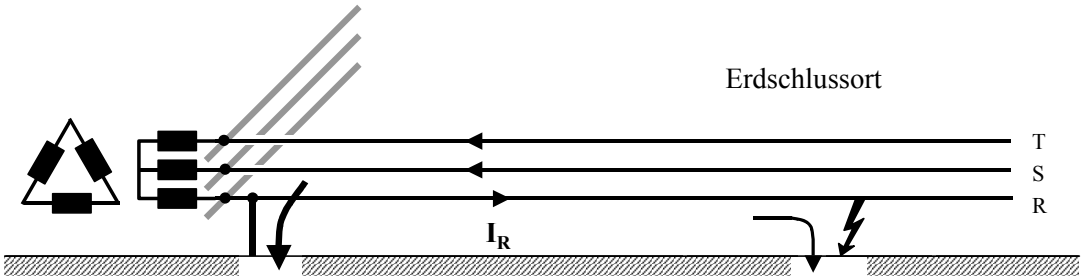


Gefahr bei Berührung klein halten

Grenzwerte für U_B einhalten

-> Bei Erdschluss abschalten (Höhere Grenzwerte zulassen?)
-> R_E Verkleinern (Erdungen sanieren?)
-> I_E Reduzieren (Löschen oder kleinere Netze oder ?)

zu beurteilende Lösungsidee



Erden der betroffenen Phase im Unterwerk

Erdschluss-strom klein genug?

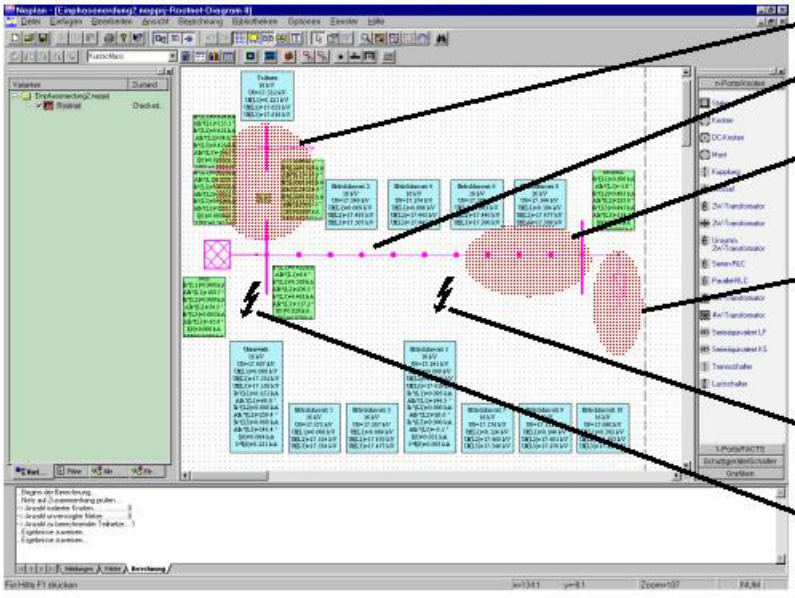
Erdschlussstrom kommutiert zum Unterwerk

FKH / 26.10.2004 AA-GC / Folie 3

AEW ENERGIE AG

Mitglied der aspo

Berechnung mit NEPLAN



Rückwärtiges Netz

Kapazität der betroffenen Leitung

Entfernte Netzteile hinter der Fehler-stelle

Belastung der betroffenen Leitung

Daten der betroffenen Leitung

Fehlerort, Fehler-widerstände

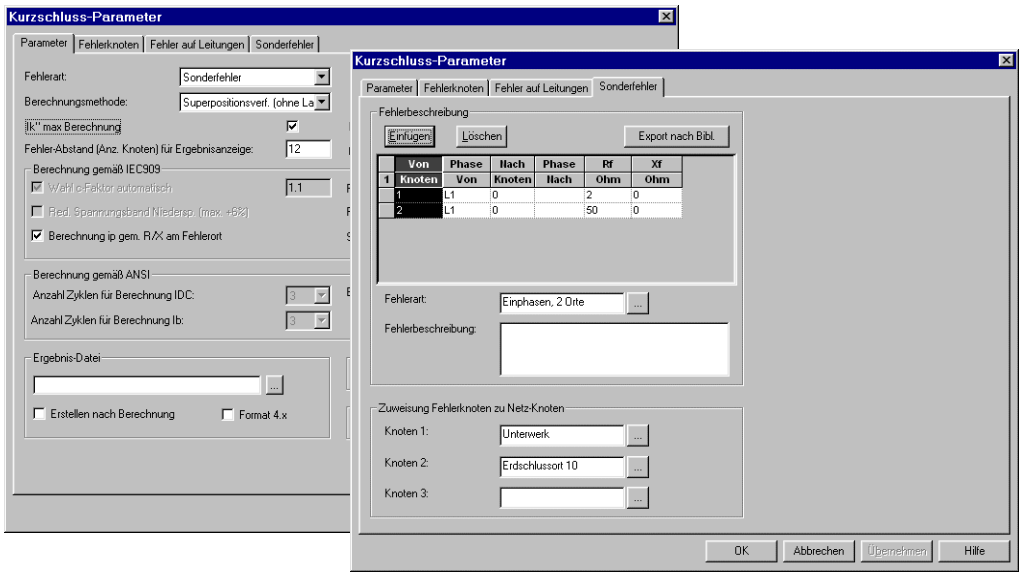
Phasenerdung im UW, Als Erdschluss dargestellt

FKH / 26.10.2004 AA-GC / Folie 4

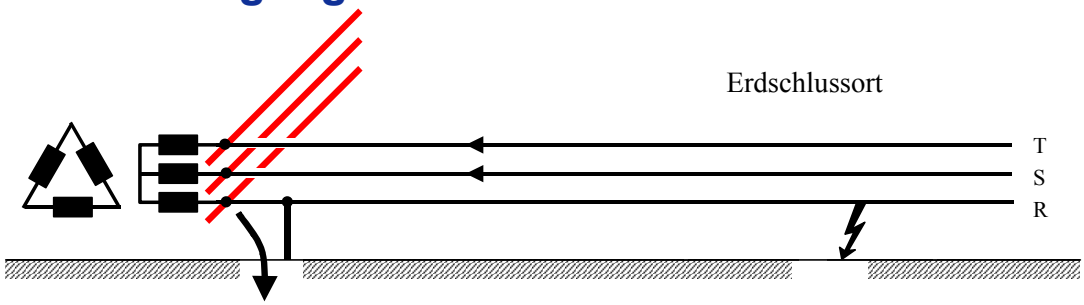
AEW ENERGIE AG

Mitglied der aspo

Fehlerbeschreibung mit NEPLAN



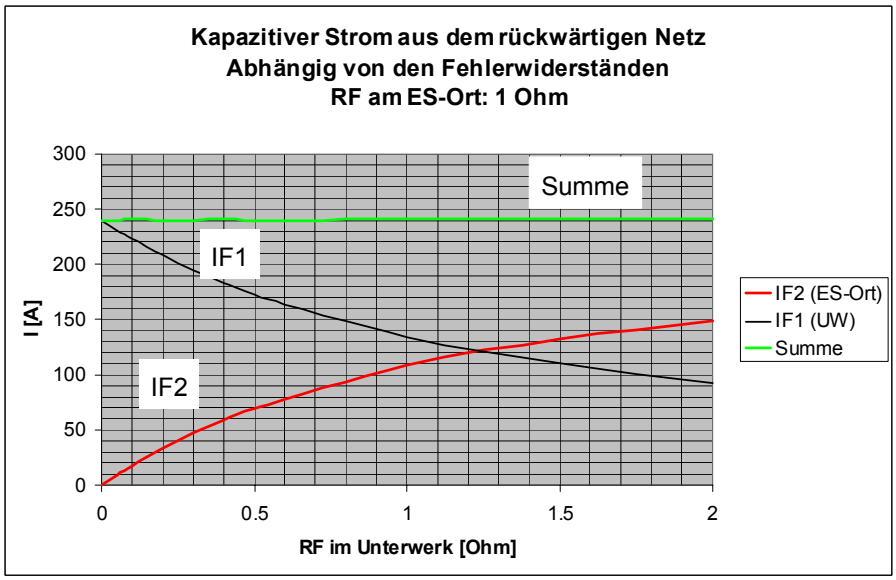
Kapazitiver Strom des rückwärtigen Netzes ohne Berücksichtigung der Fehlerwiderstände



Gesamter Strom des rückwärtigen Netzes fliesst im Unterwerk ab

Kein Strom

Rückwärtiges Netz: Einfluss der Fehlerwiderstände

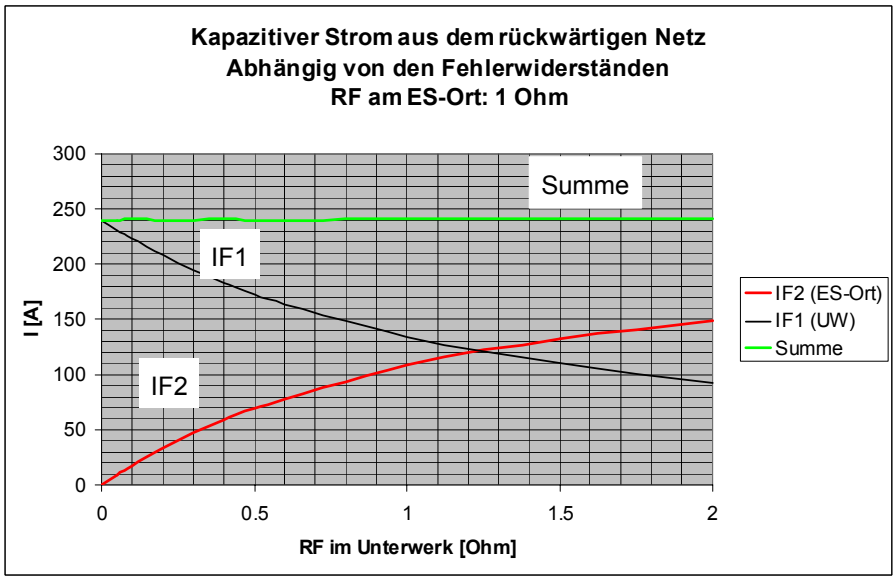


FKH / 26.10.2004 AA-GC / Folie 7

AEW ENERGIE AG

Mitglied der aspo

Rückwärtiges Netz: Einfluss der Fehlerwiderstände

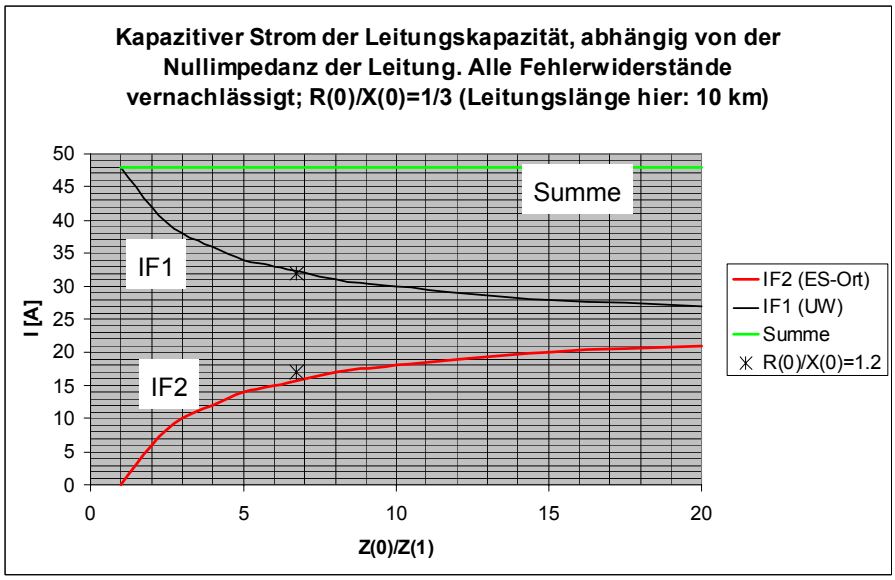


FKH / 26.10.2004 AA-GC / Folie 7

AEW ENERGIE AG

Mitglied der aspo

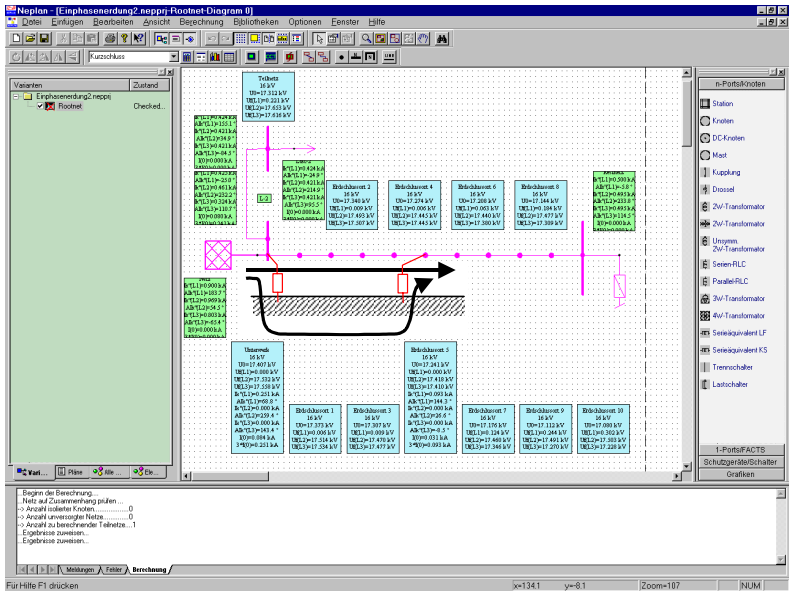
Kapazität der betroffenen Leitung: Einfluss Nullimpedanz



AEW ENERGIE AG

Mitglied der aspo

Berechnung mit Belastung:



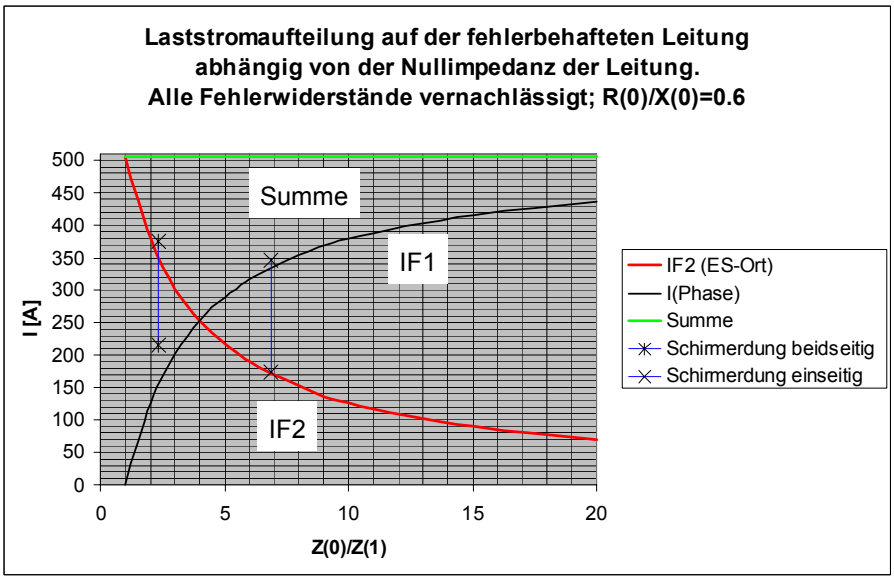
Vagabundierender Laststrom über Erde

Einfluss der Fehlerwiderstände?

AEW ENERGIE AG

Mitglied der aspo

Aufteilung des Laststroms: Einfluss Nullimpedanz

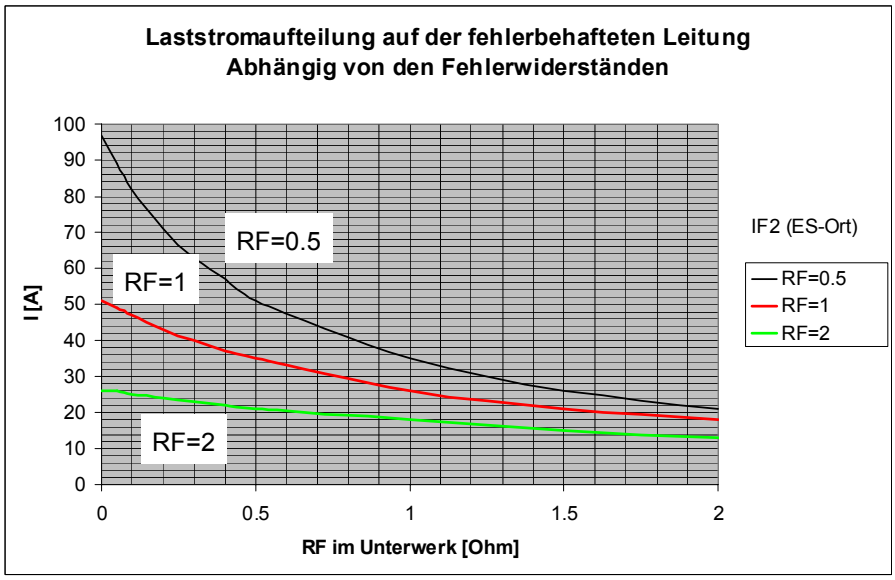


FKH / 26.10.2004 AA-GC / Folie 11

AEW ENERGIE AG

Mitglied der aspo

Aufteilung des Laststroms: Einfluss der Fehlerwiderstände

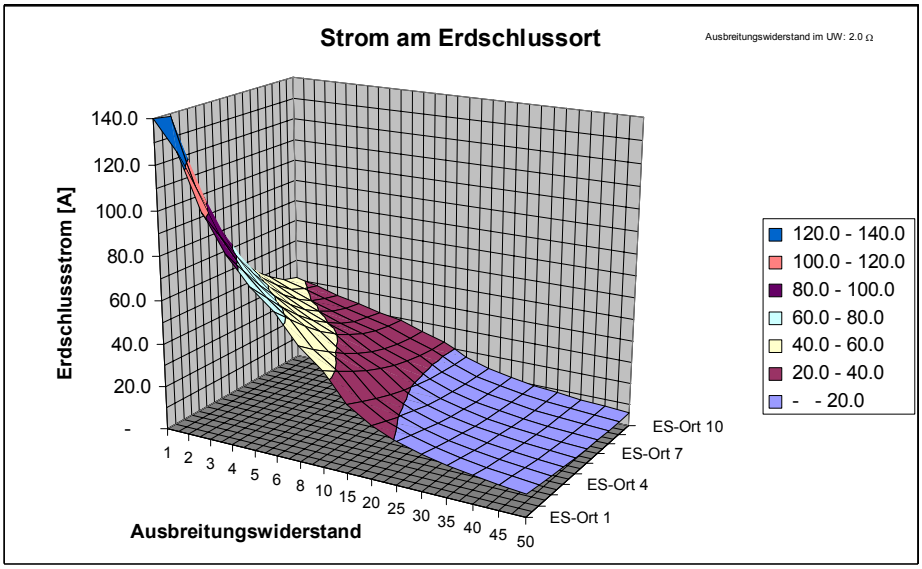


FKH / 26.10.2004 AA-GC / Folie 12

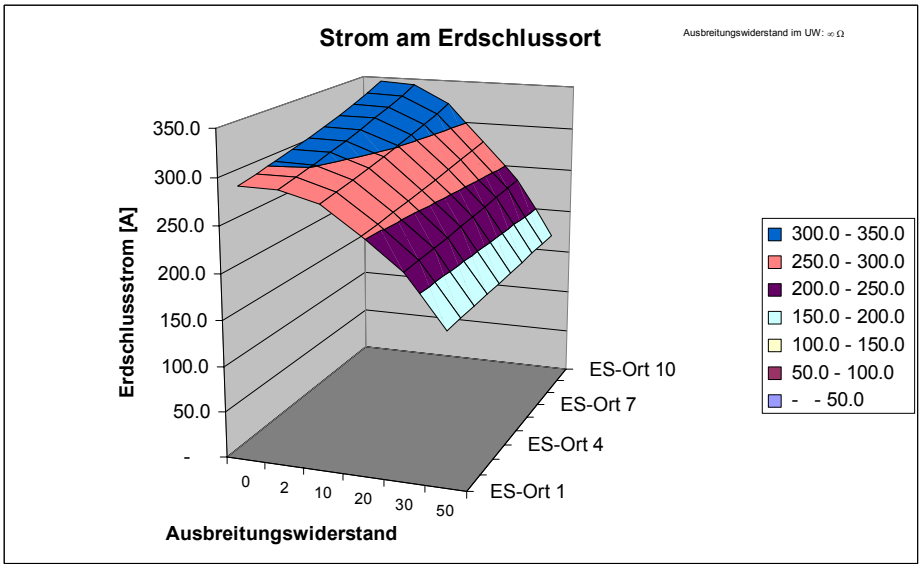
AEW ENERGIE AG

Mitglied der aspo

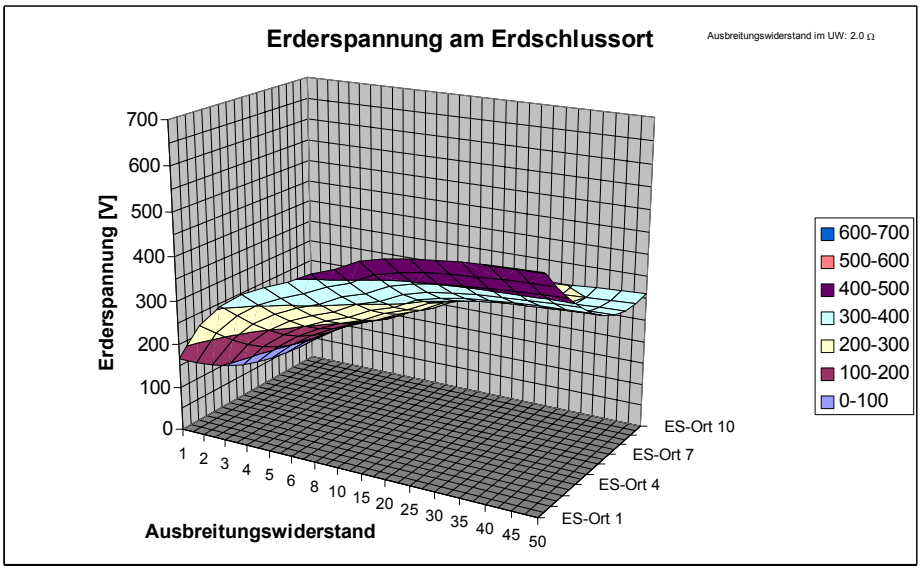
Einfluss des Ausbreitungswiderstandes und Fehlerorts (1)



Vergleich mit dem Erdschlussstrom ohne Polerdung im UW (1)



Einfluss des Ausbreitungswiderstandes und Fehlerorts (2)

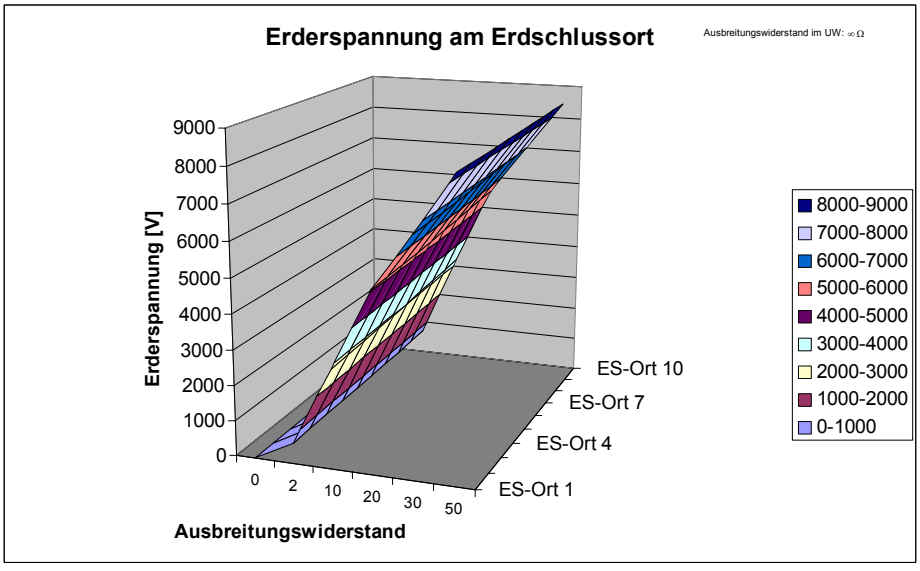


FKH / 26.10.2004 AA-GC / Folie 15

AEW ENERGIE AG

Mitglied der aspo

Vergleich mit dem Erdschlussstrom ohne Polerdung im UW (2)

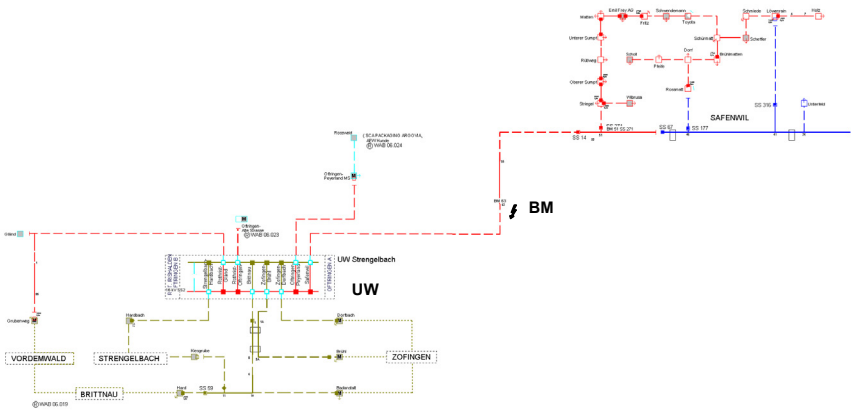


FKH / 26.10.2004 AA-GC / Folie 16

AEW ENERGIE AG

Mitglied der aspo

Schematische Darstellung des Versuchsnetzes

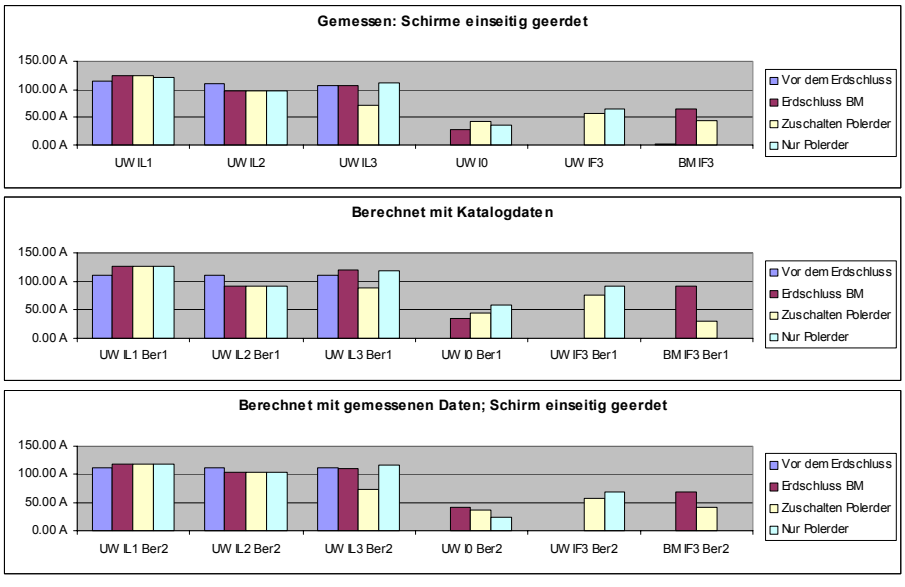


FKH / 26.10.2004 AA-GC / Folie 17

AEW ENERGIE AG

Mitglied der aspo

Vergleich der Messung mit der Berechnung (1)

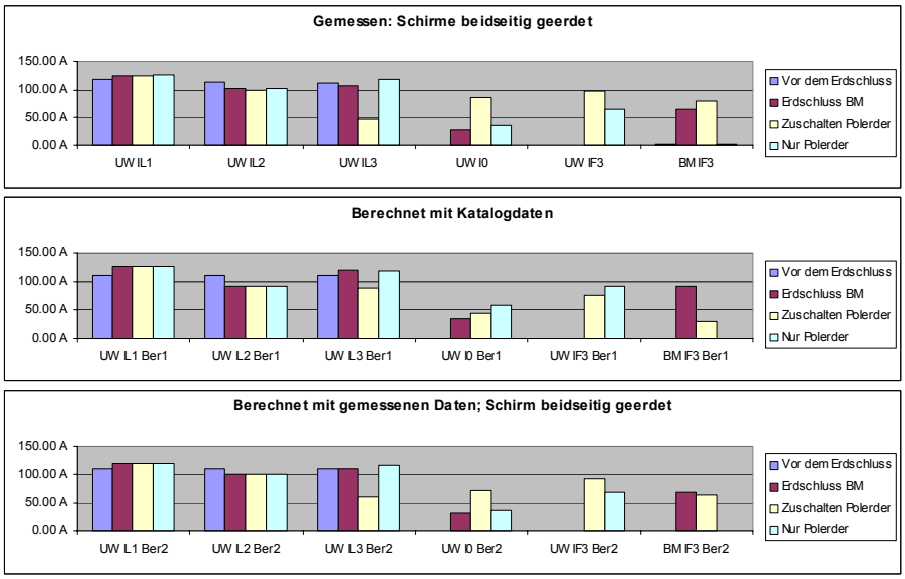


FKH / 26.10.2004 AA-GC / Folie 18

AEW ENERGIE AG

Mitglied der aspo

Vergleich der Messung mit der Berechnung (2)



Erkenntnisse bezüglich Netzberechnung

Quasistationäre Fälle können berechnet werden

- **Die Nullsystemdaten haben einen wesentlichen Einfluss auf die Ströme**
- **Kabel mit Einseitig und zweiseitig geerdeten Kabelschirmen verhalten sich unterschiedlich**
- **Erdausbreitungswiderstände dürfen nicht vernachlässigt werden**
- **Teilströme in Erde und Schirm konnten nicht gerechnet werden**

Erkenntnisse aus der Netzberechnung

Mittels Polerdungsschalter können Erdschlussströme im Netz reduziert werden, aber:

- **Der Erdschlussstrom und die Erderspannung (und damit die Berührungsspannung) sind von sehr vielen Faktoren abhängig, die oft nicht genügend genau bekannt sind.**
- **Die Belastung beeinflusst den Strom über Erde, Kabelschirm und Erdseil**
- **Ob dank Polerdungsschalter ein Erdschluss stehen gelassen werden kann, konnte noch nicht schlüssig gezeigt werden.**

FKH - / VSE – Fachtagung

10. November 2004

Erdschlussprobleme in Verteilnetzen

Konzept und praktische Erprobung von Polerdungsschaltern zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs in städtischen Mittelspannungsnetzen

P. Abächerli

Regionalwerke AG Baden

1966 - 1967	Elektromechaniker, M. J. Purtschert Luzern (Lehrfirma)
1967 - 1971	Ingenieurausbildung HTL Luzern, Abteilung Elektrotechnik
	Brown Boveri Baden
1971 - 1974	Entwicklung von elektronischen Leistungs- und Steuerbausteinen für Unterbrechungsfreie Stromversorgungsanlagen
1975 - 1977	do. Gruppenleiter
1978 - 1979	do. Ressortleiter für Entwicklung, Versuche, Projektierung und Inbetriebsetzung
1980 – 1986	**Brown Boveri Baden** Ressortleiter für Schulung und Entwicklung in der Dienstleistungsabteilung „Systeme und Beratung für Produktentwicklung und Engineering“
ab 1987	**Regionalwerke AG Baden**, früher Städtische Werke Baden **Abteilungsleiter Elektrizitätsversorgung** Konzeptionelle Verantwortung für den vollständigen Umbau des MS-Netzes von 8 auf 16 kV Betriebsspannung, die Erneuerung der Niederspannungsnetze und allen erforderlichen Werkleitungstiefbauten. Leitung von Planung, Bau, Betrieb und Unterhalt aller elektrischen Netze inkl. Kommunikation. Leitung von Planung, Bau, Betrieb und Unterhalt der öffentlichen Beleuchtung. Leitung des Technischen Büros für alle Abteilungen.

A. Schmid

Regionalwerke AG Baden

1974 - 1976	Elektromechaniker, Alcan Rorschach
1976 – 1979	Ingenieurausbildung NTB, Buchs SG Fachrichtung: Elektronik, Mess- und Regeltechnik
1980	Sprachschule in England
1980	Häni Prolektron AG, Wil SG Projektierung von Batterieladegeräte für Bahnen
1980 – 1984	BBC Turgi Projektierung von Traktions-Stromrichtern, Gleichstromsteller und Wechselrichter
1984 – 1987	Theologisch-Diakonisches-Seminar, Aarau Theologische Ausbildung
1987 – 1990	Aare-Tessin-Elektrizitäts-Gesellschaft (ATEL), Olten Energiewirtschaftung Dispatching in der Zentralen-Netz-Leitstelle (ZNL)
ab 1990	Regionalwerke AG Baden Netzplanung, Schutztechnik

G. Köppl

Köppl Power Experts, Wettingen

1961	Dipl. Ing. Starkstromtechnik, Technische Universität München
1961	Eintritt bei BBC Baden; Tätigkeit in verschiedenen Bereichen: • Studien für und Entwicklung von HS-Schaltern, • Netz- und Systemstudien
1989	Gründung des Ingenieurbüros für elektrische Energietechnik KOEPPL POWER EXPERTS mit Schwerpunkt Simulation von Vorgängen in elektrischen Energienetzen
	Mitglied CIGRE, Electrosuisse, SIA

Konzept und praktische Erprobung von Polerdungsschaltern zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs in städtischen Mittelspannungsnetzen

P. Abächerli, A. Schmid, Regionalwerke AG Baden

G. Köppl, Köppl Power Experts, Wettingen

Zusammenfassung

Es wird über die definierte Erdung einphasiger Erdfehler im sternpunktisolierten Mittelspannungs-Kabelnetz (typisches Stadtnetz) berichtet. Solche Fehler sind in der Mehrzahl Lichtbogenfehler, d.h. die fehlerbehaftete Phase ist nicht metallisch mit Erde verbunden.

Ziel war es gegenüber der bestehenden Praxis die Berührungs- und Schrittspannungen sicher zu reduzieren, die unvermeidlichen transienten Spannungserhöhungen zu verringern und damit die Gefahr von Doppelerdfehlern zu vermeiden, Lichtbogenschäden weitgehend zu verhindern und schliesslich die Personensicherheit zu verbessern.

Wie bereits mit bisher angewandten Methoden werden einphasige Erdschlüsse phasenkorrekt detektiert. Zusätzlich wird nun nach kurzer Zeit in der Zentrale ein Erdungsschalter in der betroffenen Phase eingelegt, d.h. diese Phase somit starr geerdet. Dadurch wird die Fehlerstelle entlastet, d.h. bei dem am häufigsten auftretenden Lichtbogenfehler fliesst kein Strom mehr über die Fehlerstelle.

Beim eher seltenen Fall des metallisch verbundenen Erdschlusses führt die beschriebene Methode zu Parallelströmen zwischen der Erdungsstelle in der Zentrale und der Fehlerstelle (entscheidend abhängig vom Laststrom im fehlerbehafteten Zweig und vom Widerstand im parallelen Erdzweig).

Realisiert wurde das System mit einem entsprechendem Standardsteuer- und Schutzgerät zur Erfassung des Erdschlusses und zur Bildung der Kriterien für das Einschalten des entsprechenden Pols des Erdschalters inkl. Verriegelungen und späterem Ausschalten des Pols im Fall des metallisch verbundenen Erdschlusses. Ebenfalls neu ist der einpolig schaltbare Mittelspannungs-Leistungsschalter.

In theoretischen Analysen und Simulationen wurden die Einflüsse der verschiedenen Parameter der einphasigen Fehlerfälle (mit und ohne Lichtbogen, Variation der Fehlerwiderstände, Einfluss der Lastströme) untersucht.

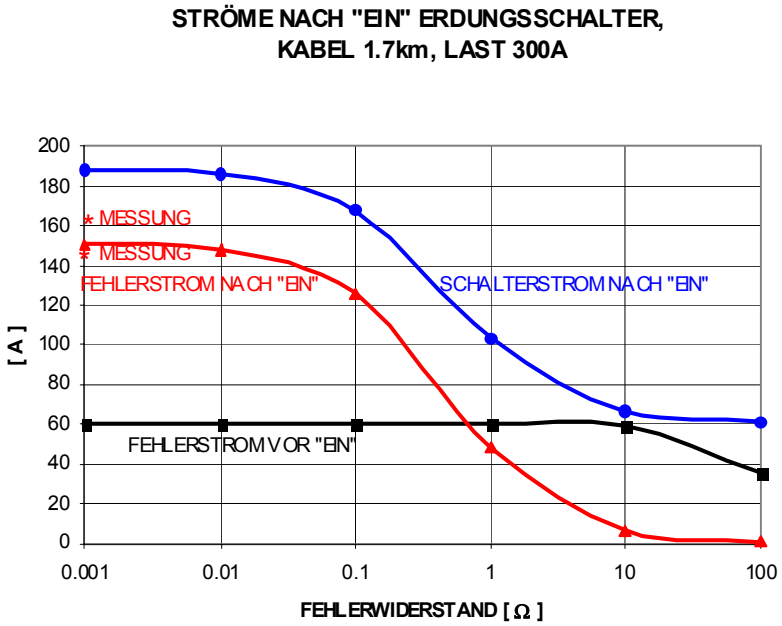
Darauf wurden im realen Netz umfangreiche Versuche durchgeführt mit dem Ziel die Methode zu bestätigen und die praktischen Grenzparameter festzulegen. Dabei wurden auch Lichtbögen an Mittelspannungskabeln im laufenden Netzbetrieb gezündet.

Die Versuche haben die Erwartungen voll bestätigt und überdies gezeigt, dass bei Erdschlüssen mit Lichtbögen in EPR-Kabeln normalerweise häufigere und höhere Spannungen gegen Erde auftreten als ursprünglich erwartet.

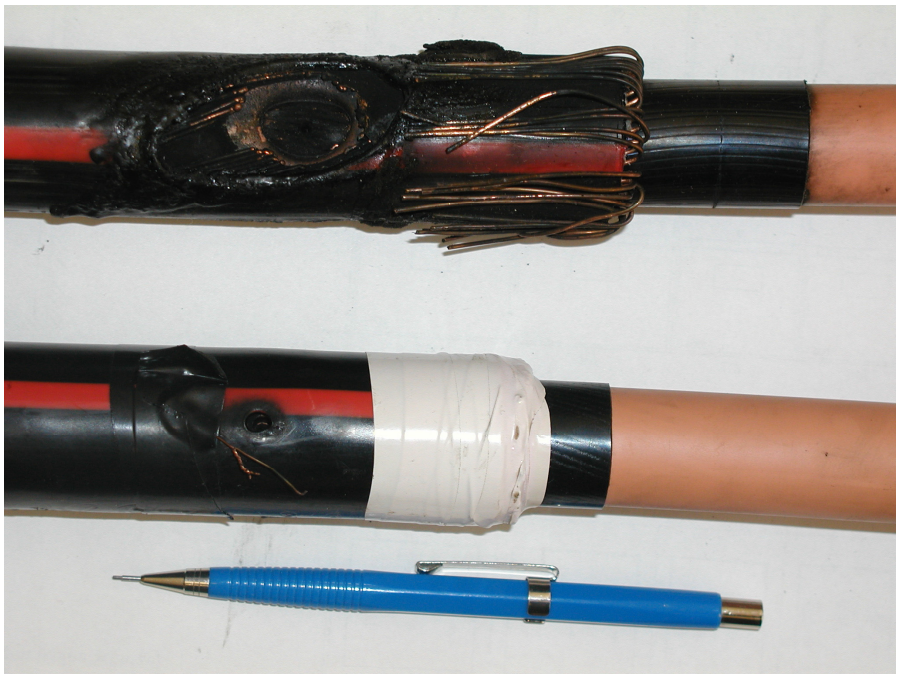
Aufgrund der positiven Resultate wurde dieses Verfahren im Mittelspannungsnetz der Regionalwerke AG Baden eingeführt.

Es ist zu erwarten, dass die Nützlichkeit dieses Verfahren nicht auf sternpunktisolierte Kabelnetze beschränkt ist, sondern ebenfalls in gemischten oder Freileitungsnetzen anwendbar ist. Eine Anwendung in gelöschten Netzen scheint ebenfalls vorteilhaft.

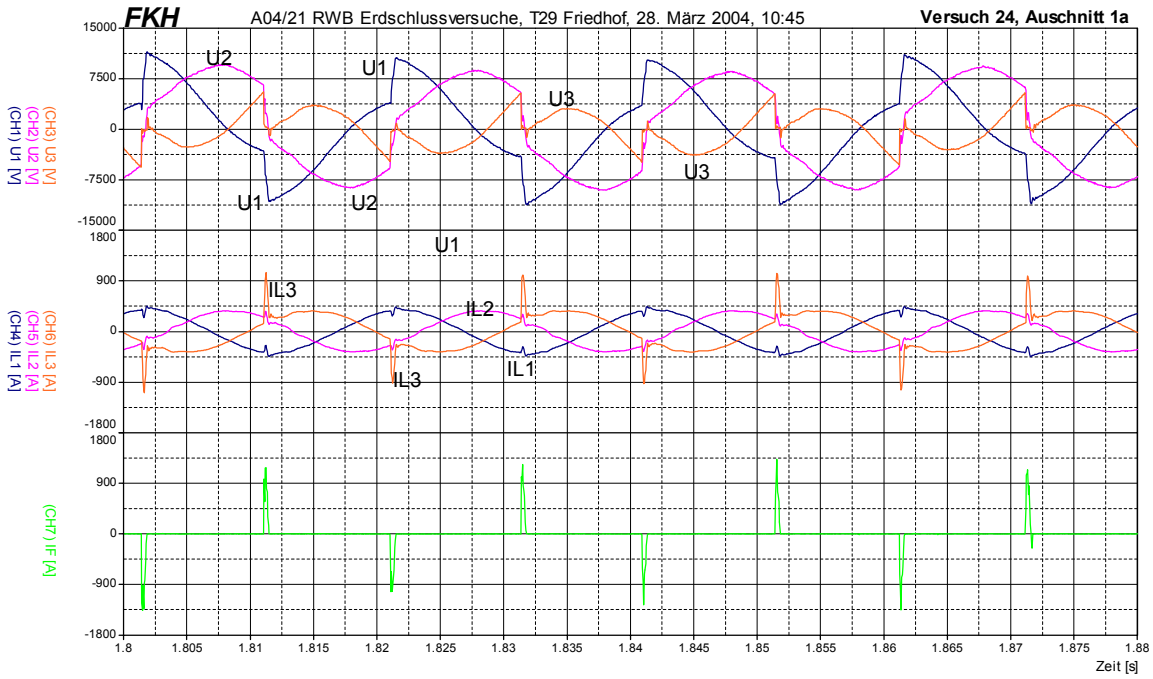
Ströme in Funktion des Fehlerwiderstandes (kein Lichtbogen)



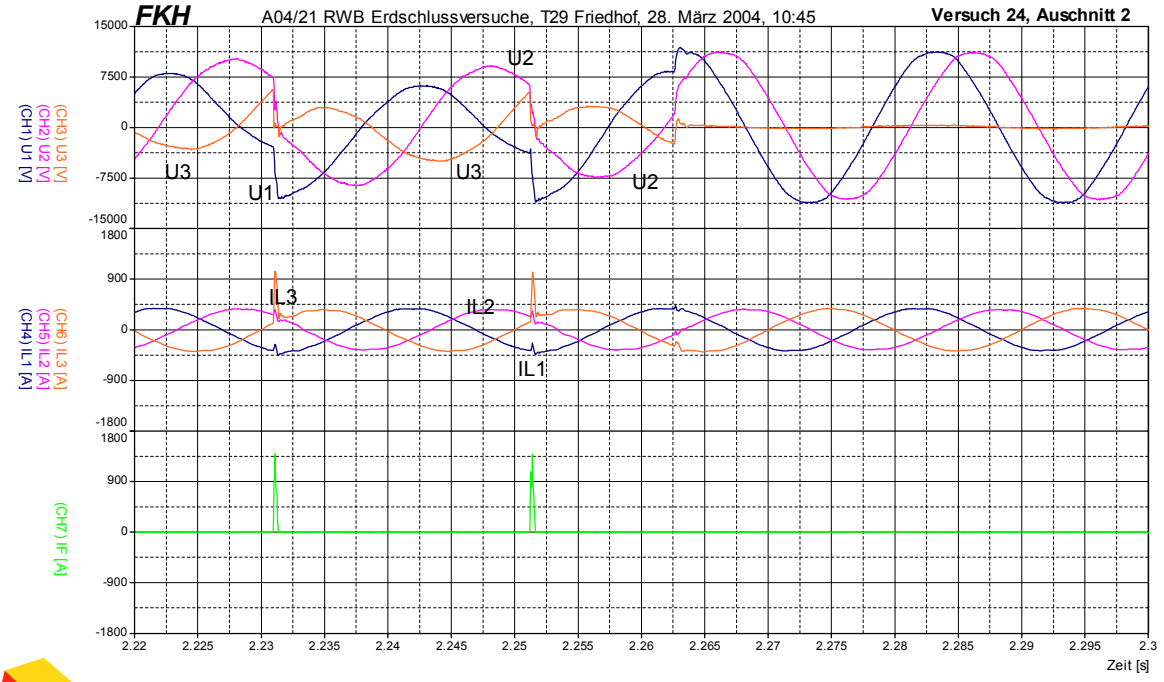
Lichtbogendauer ca. 20 s und 2,2 s



Erdschluss mit Lichtbogen



Erdschluss mit Lichtbogen und Einschaltung des Erdschalters



FKH - / VSE – Fachtagung

10. November 2004

Erdschlussprobleme in Verteilnetzen

Doppelerdschlüsse, ein Sicherheitsproblem?

H.-R. Luternauer

Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

1978 – 1981	Studium Energietechnik; FH Muttenz
1981 – 1985	Projektierung- und Inbetriebsetzung, BBC Schweiz, Baden
seit 1985	bei ewz
	Sektorleiter Projektierung, Bau und Betrieb Verteilnetz
	Leiter Projektierung Anlagen
	Leiter Netzdesign (Planung) Verteilnetz

Doppelerdschlüsse, ein Sicherheitsproblem?

H.-R. Luternauer

Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

Zusammenfassung:

Bei gewissen Störungen im MS-Netz können je nach Grösse des Fehlerstroms, der Fehlerart und dem Ort unzulässige Spannungen an unbeteiligten, parallel geführten Kabeln auftreten.

Tendenziell haben durch Erdschluss bedingte Störungen (ES) leicht abgenommen, bei den Erdschlüssen mit Folgefehlern lässt sich ein zunehmender, statistisch jedoch nicht signifikanter Trend ausmachen.

Auch eine vermehrt auftretende Anzahl von Doppelfehlern lässt kein Sicherheitsproblem für unsere Mitarbeiter erwarten, da mehrere Bedingungen gleichzeitig erfüllt sein müssten:

1. Grosser Fehlerstrom bzw. Differenzstrom.
2. Beeinflussung zwischen dem gestörten und dem Kabel, an dem gearbeitet wird, muss vorhanden sein.
3. Zeitpunkt des Fehlereintritts und der Berührung von Schirmen oder Leitern muss zeitgleich erfolgen.
4. Mitarbeiter hat Schutzmassnahmen nicht ergriffen (kennt Gefahrenpotential nicht).

Die Verlegung werkfremder Signalkabel mit leitenden Adern oder Umhüllungen in unseren Trasseen werden wir auch in Zukunft nicht zulassen, da die Mitarbeiter anderer Firmen in den meisten Fällen das Gefahrenpotential nicht kennen.

Fragestellung:

In den letzten Jahren sind im Mittelspannungsnetz des ewz vermehrt Erdschlüsse mit Folgefehler und grösserem Schadensausmass aufgetreten. Andererseits häufen sich Anfragen von Telekommunikationsunternehmen, welche für den Einbau von Kupfersignalkabeln die Infrastruktur des ewz (Reserverohre) verwenden möchten, was nicht bewilligt wird.

Es galt nun abzuklären, ob angesichts der unmittelbaren Parallelführung einer Vielzahl von Energie- und Signalkabeln die induzierte Spannung bei Arbeiten an geöffneten Schirmen eine Personengefährdung darstellt und in welcher Grössenordung die Spannungen liegen.

Ausgangslage:

Netzdaten

Das Mittelspannungsverteilnetz der Stadt wird aus dem schweizerischen 220-kV-Netz über 4 Kuppelunterwerke, 155 km Hochspannungsleitungen (72 km Freileitung & 83 km Kabelleitung 150 kV) und 15 Quartierunterwerke mit einer Spannung von 11 und 22 kV versorgt (Bild 1). Für die Steuerung und Überwachung der Anlagen kommen heute noch zum grössten Teil Signalkabel aus Kupfer zur Anwendung, welche über Zwischentrafos angeschlossen sind.

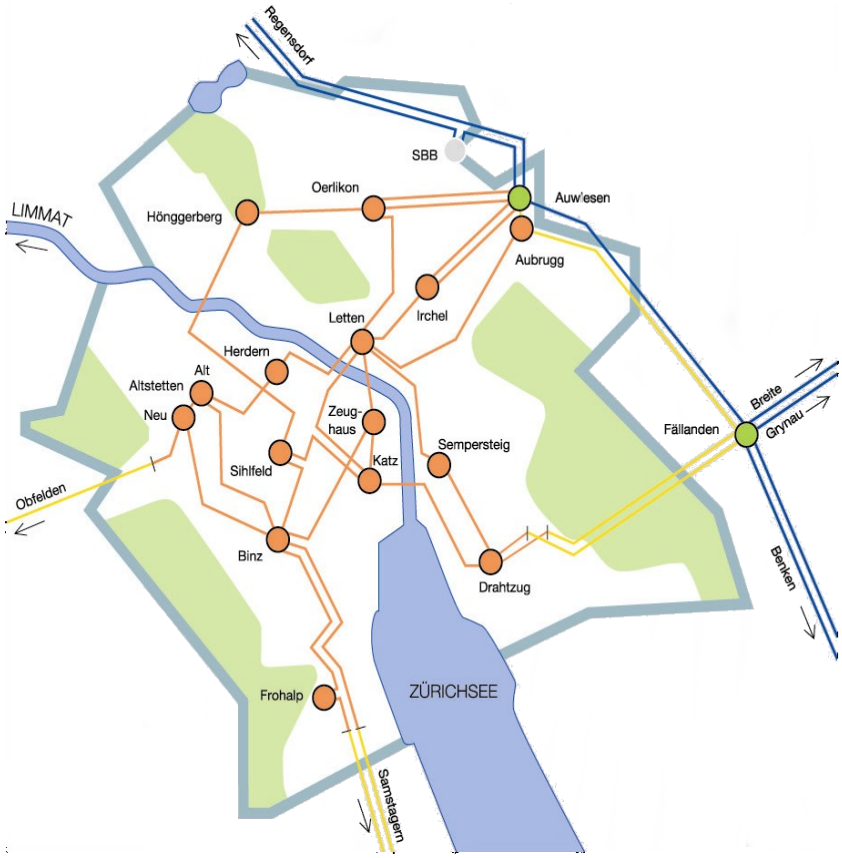


Bild 1: Übersicht Hochspannungsnetz mit den Unterwerken

Ab dem Mittelspannungsnetz werden weiter folgende Anlagen versorgt:

- 685 Trafostationen (230/400 V; 500 V)
- 42 Gleichrichteranlagen (600 V)
- 146 Hochspannungsbezüger (11 oder 22 kV)
- 840 km Mittelspannungskabel
- 2000 km Niederspannungskabel
- 1450 km Niederspannungskabel für die öffentliche Beleuchtung
- 1800 Verteilkabinen (230/400 V; 500 V)

bei einer jährlichen Gesamtabgabe von 2800 GWh (2003).

Eine getrennte Verlegung von Hoch-, Mittel-, Niederspannungs- und Signalkabel ist aus Platz- und Kostengründen nicht machbar. Somit werden die Kabel in Norm-Rohranlagen (Bild 2) je nach Funktion (Versorgung, Verteilung) in der Strasse (Hochspannungskabel, Signalkabel) oder im Gehweg (Mittelspannungs-, Niederspannungs- und Signalkabel) verlegt.

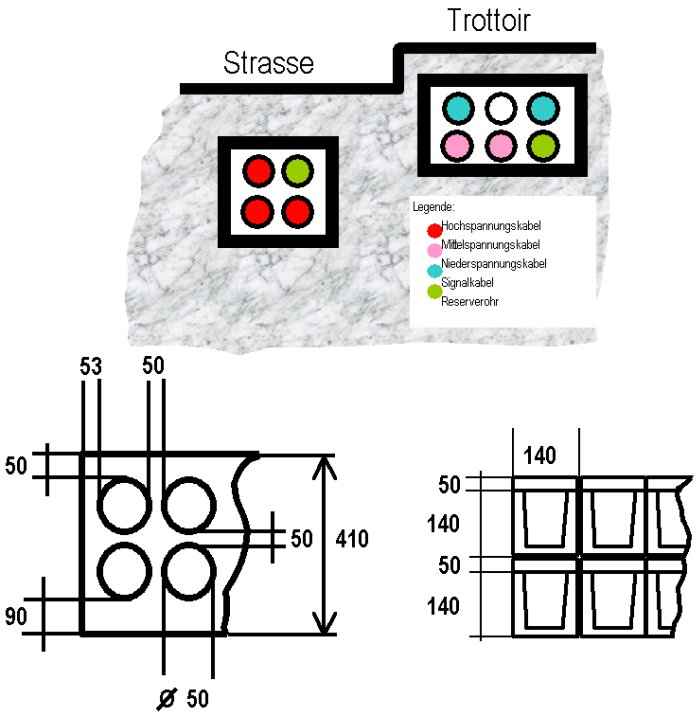


Bild 2: Verlegung in Normaltrassee

1972 wurde eine Spannungsumstellung auf 22 kV beschlossen, um mit einer unveränderten Anzahl von Unterwerken und Versorgungsleitungen die Übertragungsleistung verdoppeln zu können. Obwohl seit 1972 ausschliesslich 24-kV-Material verwendet wird, konnte das erste Teilnetz erst 1992 auf 22 kV umgestellt werden. Von insgesamt 15 Unterwerken sind heute 8 für die Betriebsspannung 22 kV umgebaut, zwei weitere befinden sich im Umbau.

Gegenwärtig werden 9 (8 mit 11 kV; 1 mit 22 kV) der Unterwerke mit nur einer und 6 mit gemischter Betriebsspannung betrieben. Das Mittelspannungsnetz wird somit von 35 Teilnetzen (24 in 11 kV / 11 in 22 kV) mit Kabellängen von 6 - 40 km versorgt.

Netzbetrieb:

Hochspannungsnetz

Das starr geerdete Hochspannungsnetz wird ab den 4 Kuppelunterwerken geschlossen betrieben. Der 1-polige Kurzschluss wird heute auf maximal 30 kA durch den Trafo-Einsatz begrenzt (nur 6 von 8 Trafos zugeschaltet).

Mittelspannungsnetz

Das isolierte Mittelspannungsnetz wird in Teilnetzen mit einer Trafoleistung von 31,5 MVA (11 kV) und 31,5 bzw. 50 MVA (22 kV) in geschlossenen Ringen oder im Stich (Bild 3) mit einer Begrenzung des Erdschlussstromes auf 200 A betrieben.

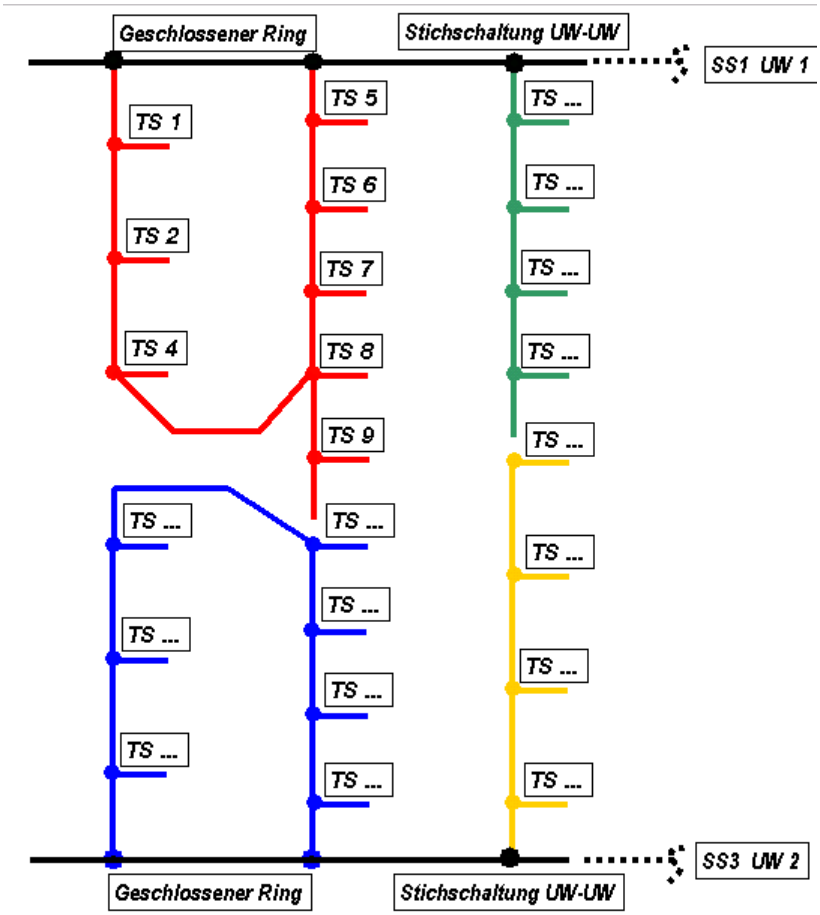


Bild 3: **Netzbetrieb Mittelspannung**

Um bei der Umstellung von 11 kV auf 22 kV genügend Traforeserve bereitstellen zu können, sind verschiedene Konzepte entwickelt worden (Bild 4).

- Wechsellast
- Durchmesserverbindung
- Erhöhung der Trafoleistung

Je nach Standort des Unterwerks, der vorhandenen Fläche bzw. Anzahl möglicher Trafostandplätze, Leistung und des Ausbaustands, wird ein Konzept angewendet.

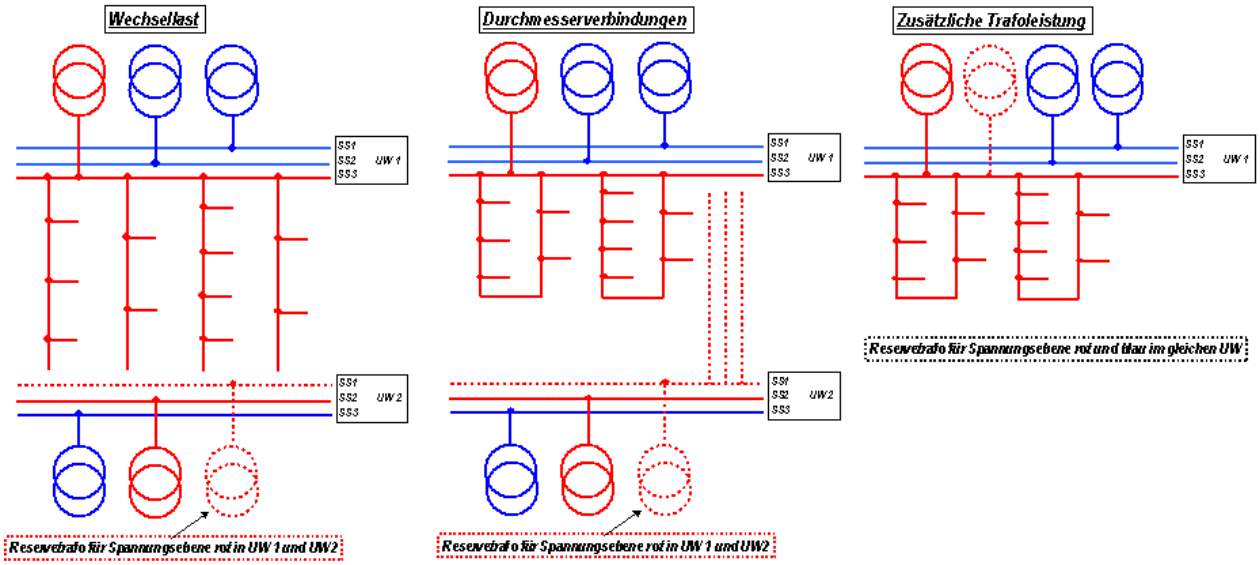


Bild 4: **Konzepte zur Bereitstellung der Traforeserve in gemischtem Betrieb (11/22 kV)**

Erdung

Die Kabelmäntel aller Leitungen (Hoch-, Mittel- und Niederspannungskabel) werden beidseitig starr geerdet, was ein dicht vermaschtes Netz und somit einen sehr tiefen Erdübergangswiderstand ergibt.

Zunahme der Störungen

Mit der Umstellung von 11 auf 22 kV wird die heutige Reserve des Spannungsniveaus (22-kV-Material mit 11-kV-Betrieb) reduziert. Um die vorgenannten Konzepte wirtschaftlich umzusetzen, werden auch Kabel des ehemaligen 50-kV-Netz zwischen UW-UW und ältere 11-kV-Trafos weiterverwendet. In den verschiedenen Teilnetzen bildet sich im Bezug auf die Kabellänge, Anlagenalter und Parallelführung von Kabeln eine andere Struktur aus. Wie sich dies auf das Störungsgeschehen auswirken wird, wird sich in Zukunft weisen.

Auswertung der Störungen mit Erdschluss (ES):

Allgemeines

Für die Analyse der ES stehen Daten des Zeitraums 1983-2003 zur Verfügung. Die Periode 1983-1999 wird durch Schadenprotokolle abgedeckt, für 2000-2003 liegen ESIS-Angaben vor (ESIS = Ereignis- und Störungs-Informationssystem des ewz).

Im folgenden werden 3 Fehlerarten ausgewertet: Der einfache ES, der Doppel-ES (D-ES) und der ES der sich zum Kurzschluss (KS) ausweitet (ES - KS). Die beiden letzteren werden zum ES mit Folgefehler zusammengefasst. Weiter werden noch alle Ereignisse zusammengefasst betrachtet. Bei allen Betrachtungen wird nicht zwischen Störungen mit oder ohne Unterbruch unterschieden.

Im weiteren interessieren die Ursachen, welche zu den ES geführt haben. Die Ursachen sind nach VSE-Codes erfasst worden, insgesamt 12 davon sind entweder in Protokollen oder in den ESIS-Angaben enthalten. Bei den 12 Ursachen haben vier (Hoch- u.

Tiefbau, Versagen Apparat, Alterung Material, unbekannte Ursache) je einen Anteil von > 10 % an allen Ereignissen.

Analyse Fehlerart

Bild 5 zeigt die Zeitreihen der oben genannten Fehlerarten (einfacher ES, ES mit Folgefehler, alle) für die Periode 1983-2003. Zu allen Kurven sind zusätzlich die Trendlinien eingezeichnet. Die Anzahl Ereignisse pro Jahr ist auf 100 km Stranglänge normiert worden, da sich die Netzlänge über die Zeit verändert hat, d.h. das Netz hat sich vergrössert. Damit sind die jährlichen Werte über die Zeit vergleichbar.

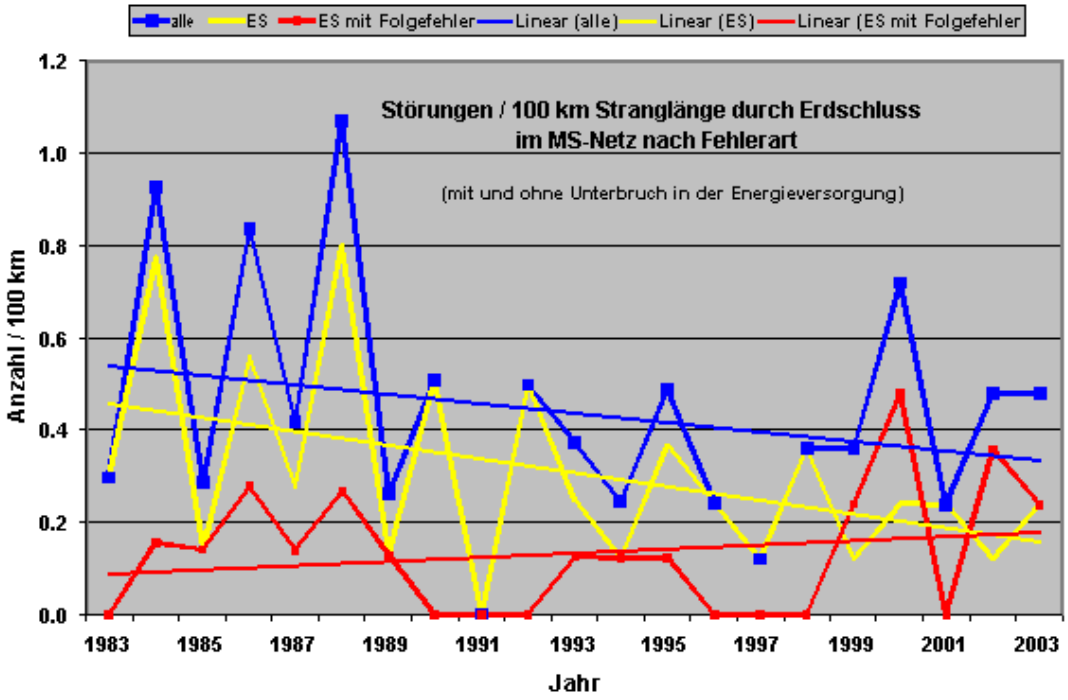


Bild 5: Störungen im Mittelspannungsnetz nach Fehlerart

Tendenziell haben die Störungen aufgrund von ES (helle Kurve in Bild 5) in den letzten 21 Jahren abgenommen. Ein Wilcoxon-Test, der die 10 ersten Werte mit den 10 letzten Werten der Zeitreihe vergleicht, weist jedoch auf keine statistisch signifikante Abnahme hin ($p = 0.075$, $\alpha = 0.05$). Die drei D-ES, welche explizit erwähnt wurden, sind relativ gleichmässig über die Beobachtungsperiode verteilt. Zählt man die ES-KS Ereignisse auch zu den D-ES-Fällen, dann erhält man die Kurve für ES-Ereignisse mit Folgefehler (unterste Kurve mit Symbolen). Wir finden die Ereignis-Schwerpunkte am Anfang und am Schluss der Zeitreihe. Ein leicht zunehmender, jedoch statistisch nicht signifikanter Trend ist auszumachen. Es ist auch denkbar, dass aus einem ES-KS-Ereignis direkt ein KS-Fall erfasst wurde. Ein solcher wäre dann in dieser Statistik nicht enthalten und die Anzahl der angegebenen Fälle wäre nicht korrekt. Da die beiden genannten Kurven gegenläufig sind, ergibt sich für die Kurve, welche alle Ereignisse berücksichtigt, im Vergleich zu den ES einen etwas schwächer abnehmenden Trend.

Analyse Ursache

Bild 6 zeigt in einem Kuchendiagramm die Anteile aller 12 Ursachen, welche im Datensatz vorkommen. Sie werden in der Legende der Figur namentlich erwähnt. Den grössten Anteil zeigen „Hoch- und Tiefbau“, „Versagen eines Apparates“, „Alterung von Material“ und öfters auch „unbekannte Ursache“.

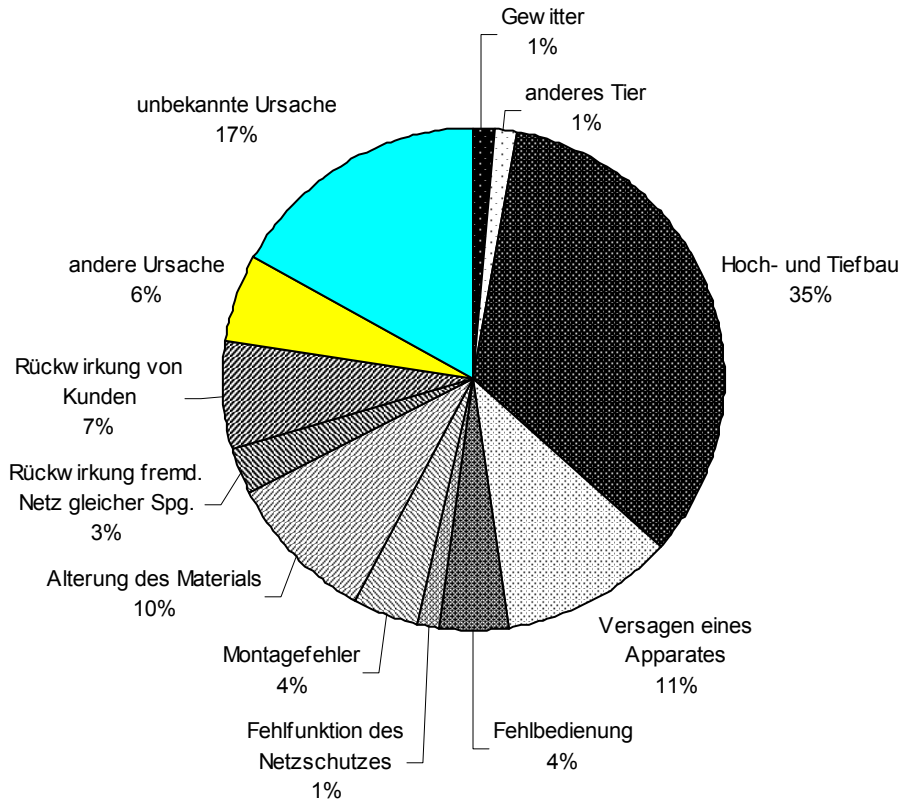


Bild 6: Anteile der Ursachen für Störungen mit Erdschluss

Die vier häufigsten Ursachen werden - analog zur Darstellung mit der Fehlerart - als Zeitreihen abgebildet (Bild 7). Die Kurven zeigen die Anzahl Störungen pro 100 km Stranglänge, aber nur für die Ereignisse mit entsprechender Ursache. Für „Hoch- und Tiefbau“ und für die „unbekannten Ursachen“ ist noch eine Trendlinie eingezeichnet worden. Diese zeigen während der Beobachtungsperiode eine Abnahme (Hoch- und Tiefbau), respektive keinen Trend (unbekannte Ursache). Die „Alterung“ scheint in jüngerer Zeit keine Probleme mehr bereitet zu haben (nur noch ein Fall nach 1992). Die Ursache „Versagen eines Apparates“ scheint in jüngster Zeit etwas häufiger geworden zu sein. Da aber nur sehr wenige Fälle pro Jahr vorliegen, ist dies möglicherweise zufallsbedingt. In den acht Fällen „Versagen eines Apparates“ waren folgende Apparate involviert: in je 2 Fällen Spannungswandler, resp. Stromwandler (insgesamt 4 Fälle aus 8), je ein Fall Stützisolator, Kabelendverschluss, 11-kV-Schaltanlage Durchführung vom Trafo. Bei einem Fall war keine Angabe zum „versagenden Apparat“ zu finden.

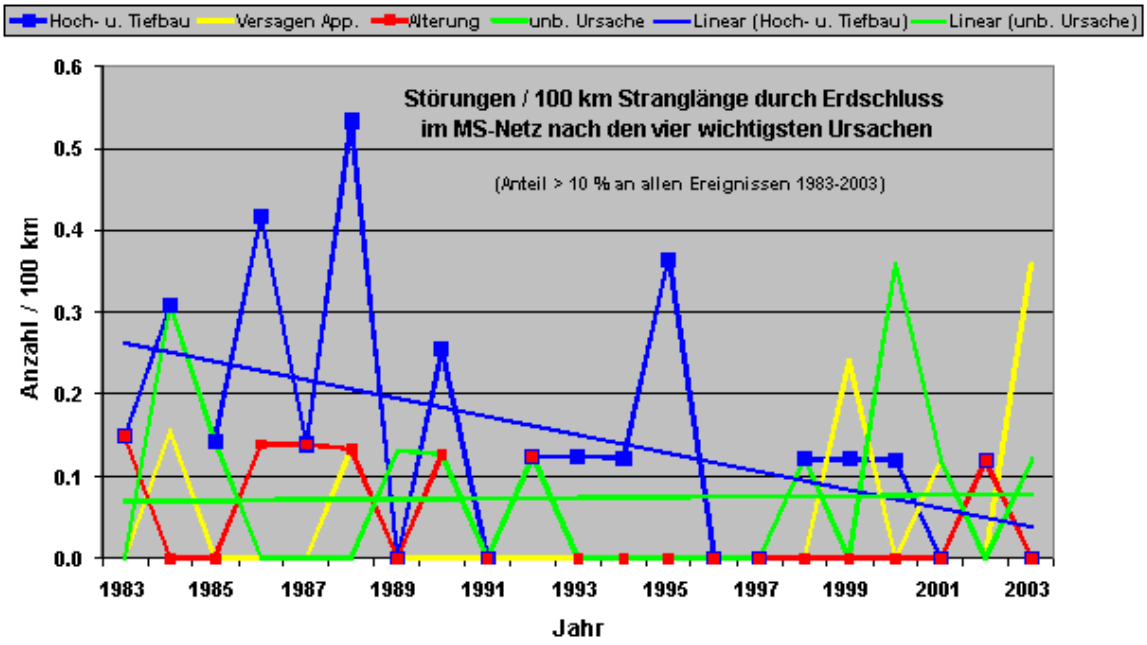


Bild 7: **Störungen im Mittelspannungsnetz nach den vier wichtigsten Ursachen**

Beispiel einer Störung mit D-ES, Unterwerk Katz vom 24.12.2003

Am 24.12.2003 verursachte ein Doppelerdschluss eine Grossstörung im Netzgebiet des Unterwerks Katz.

Was war geschehen:

Ein defekter Stromwandler im Messfeld eines Hochspannungskunden verursachte im 22-kV-Netz einen Erdschluss. Infolge der Spannungserhöhung und einer möglichen Schwachstelle am Kabel führte dies zu einem Folgefehler (D-ES Bild 8) mit Kabelbrand. Aus Sicherheitsgründen wurden für die Brandbekämpfung weitere Teile des Netzes abgeschaltet, womit ein grosser Teil der Bahnhofstrasse für längere Zeit ohne Strom war.

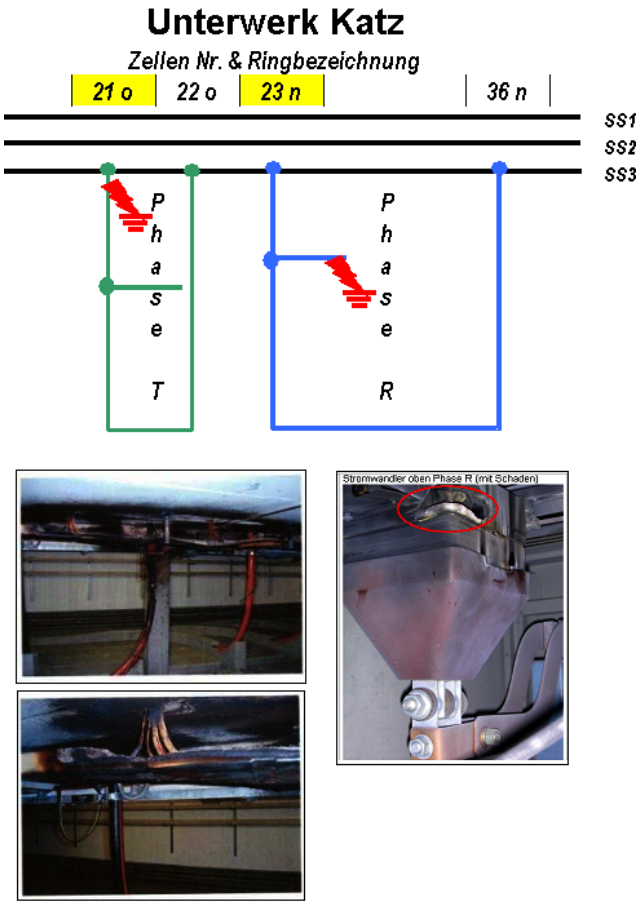


Bild 8: **Störung im UW Katz**

Durchgeführte Messungen:

Versuchsaufbau

Eine Berechnung der induzierten Längsspannung in einem benachbarten Kabel setzt eine genügend genaue Bestimmung der Fehlerstromverteilung im Fehlerfall über die Kabelschirme und Erdungsverbindungen voraus. Da dies im stark vermaschten Verteilnetz des ewz recht schwierig ist, wurde ein Auftrag zur Bestimmung der induzierten Längsspannung, Verteilung der Erdschlussströme und der Kabelimpedanzen an die FKH vergeben (siehe Vortrag G. Storf, FKH).

Der Versuch wurde wie folgt aufgebaut (Bild 9):

- In einem freigeschalteten Mittelspannungsnetz wurde der Doppelerdschluss mit einer Versuchsquelle nachgebildet.
- In zwei Trafostationen wurde am Kabelendverschluss je eine Phase auf Erde gelegt.
- Die induzierte Spannung wurde an benachbarten Kabelstrecken gemessen (an einem Mittelspannungs- und an einem Niederspannungskabel).

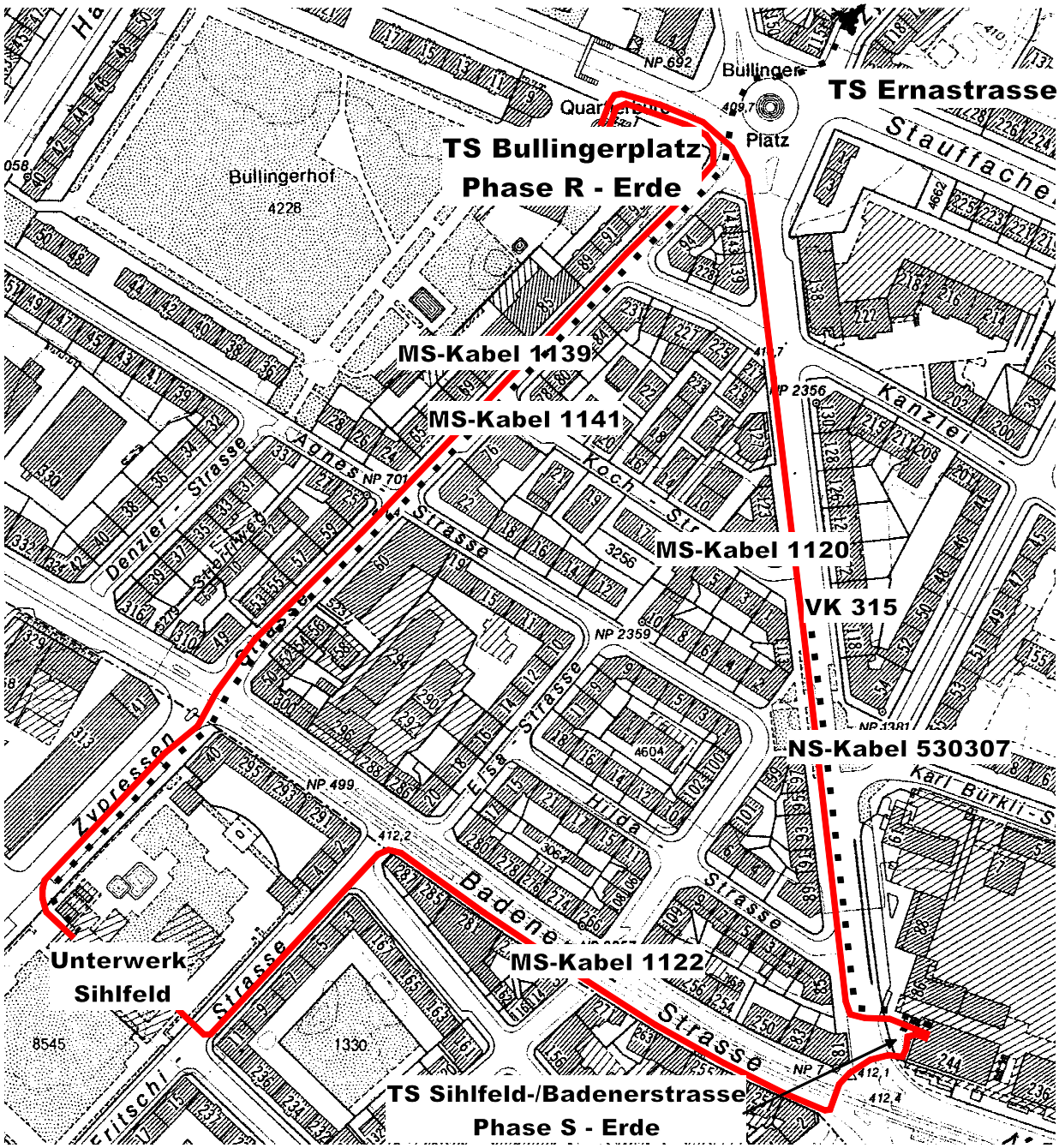


Bild 9: **Kartenausschnitt mit den verwendeten Kabel**
ausgezogene Linie: speisender Ring **gestrichelt: beeinflusste Kabel**

Um die Konfiguration mit maximaler induzierter Spannung zu eruieren, wurde im Unterwerk sowohl mit geerdetem wie auch mit isoliertem Schirm und Schaltvarianten (Spaltschalter geschlossen & offen) mit der Erdschlussstelle Eingangs- oder Ausgangsseite der Kabel in der Trafostation Sihlfeld-/Badenerstrasse gemessen (siehe Bild 10).

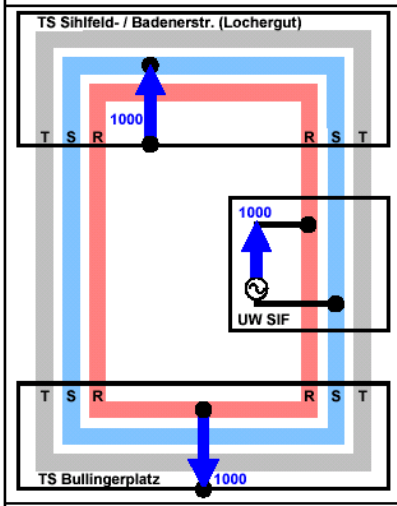
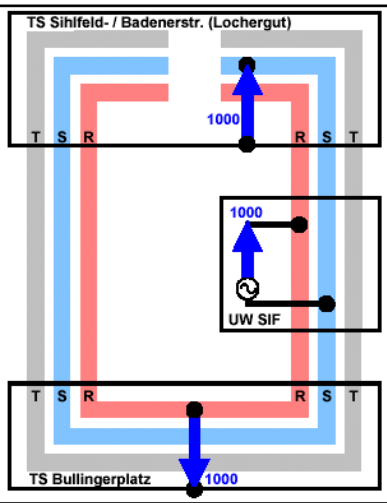
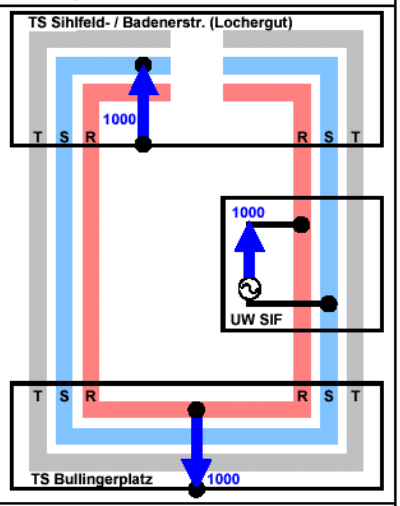
1	2	3
Spaltschalter in TS Sihlfeld-/Badenerstr. geschlossen	Spaltschalter in TS Sihlfeld-/Badenerstr. offen, Erdung Seite UW Sihlfeld	Spaltschalter in TS Sihlfeld-/Badenerstr. offen, Erdung Seite TS Bullingerplatz
		
Ergebnisse in Anhang A.1	Ergebnisse in Anhang A.2	Ergebnisse in Anhang A.3
Der Kurzschlussstrom in den Phasenleitern kann sich beidseitig aufteilen.	Auf der Leitung zwischen den beiden Trafostationen fliesst kein Kurzschlussstrom in den Phasenleitern.	Auf der Leitung zwischen dem UW und der TS Sihlfeld-/Badenerstrasse fliesst kein Kurzschlussstrom in den Phasenleitern. Auf der Leitung zwischen dem UW und der TS Bullingerplatz fliesst der Kurzschlussstrom in den Phasenleitern entgegengesetzt.

Bild 10: Schaltvarianten

Ergebnisse der induzierten Spannungen in den benachbarten Kabeln

Variante A1 *(Ring geschlossen)*

Bei geschlossenem Mittelspannungsring wurde auf der einseitig geerdeten Mittelspannungsverbindung TS Ernastrasse – UW Sihlfeld eine induzierte Spannung von 12 V pro kA Doppelerdschluss festgestellt. Werden zusätzlich die Kabelmäntel an diesem im UW einseitig gelöst, erhöht sich die Spannung auf 19 V pro kA.

Variante A2 *(Ring offen und D-ES wird durch verschiedene Kabelstrecken gespeist)*

Bei geöffnetem Spaltschalter in der TS Sihlfeld-/Badenerstrasse und der Erdungsgarnitur Richtung UW Sihlfeld ergab sich eine Spannung am beidseitig geerdeten Kabel von 40 V pro kA und 65 V pro kA bei einseitig geerdetem Schirm.

Variante A3 *(Ring offen und D-ES wird durch gleiche Kabelstrecke gespeist)*

Bei geöffnetem Spaltschalter in der TS Sihlfeld-/Badenerstrasse und der Erdungsgarnitur Richtung TS Bullingerplatz heben sich die Fehlerströme im speisenden Kabel praktisch auf. Dies bewirkt, dass die induzierte Spannung im beeinflussten MS-Kabel nur noch 2 V pro kA, respektive 4 V pro kA bei geöffnetem Kabelschirm beträgt.

Vergleichende Tabelle der induzierten Spannung am Mittelspannungskabel

	einseitig geerdeter Schirm		beidseitig geerdeter Schirm		
	U_{Kabel}/kA	U_{Kabel}/kA/km	U_{Kabel}/kA	U_{Kabel}/kA/km	$U_{einseitig}/U_{beidseitig}$
Variante A1	18,8V	41,8V	11,7V	26,0V	62,2%
Variante A2	65,2V	144,9V	40,2V	89,3V	61,7%
Variante A3	3,6V	6,7V	2,2V	4,9V	61,1%

Vergleichende Tabelle der induzierten Spannung am Niederspannungskabel

	beidseitig geerdeter Schirm	
	U_{Kabel}/kA	U_{Kabel}/kA/km
Variante A1	3,5V	18,6V
Variante A2	0,27V	1,44V
Variante A3	5,1V	27,1V

Schlussfolgerung:

Die Messungen des Doppelerdschlusses führen zu folgenden Erkenntnissen:

1. Durch das ausgedehnte Erdungssystem ist im Falle eines D-ES mit unterschiedlichen Fehlerorten eine Fehlerstromverteilung schwer vorhersagbar.

2. Die Vernetzung durch die beidseitige Erdung aller Kabelschirme wirkt sich günstig aus und hat folgende Konsequenzen:
   - Bildung eines „globalen Erdungssystems“
   - Reduktion von Berührungs- und Differenzspannungen
   - Aufteilung und damit Reduktion der Erdfehlerströme auf Kabelschirme und Erdleiter

3. Bei hohen Fehlerströmen wie im Fall eines D-ES im MS-Netz können an unbeteiligten Kabeln zu einem fehlerstromführenden Kabel bei naher Verlegung im gleichen Trassee unzulässig hohe Spannungen auftreten.
   Massgebend für den maximal zulässigen Grenzwert ist die Verordnung vom 30. März 1994 über elektrische Starkstromanlagen (Art. 54) oder die Verordnung über Schwachstromanlagen (Art. 10). In der Verordnung beziehen sich diese Werte nur auf den Einfachfehler und wegen seiner Seltenheit nicht auf den Doppelfehler.

4. Die Signalkabel, welche über einen beidseitig geerdeten Schirm (mit gleichem Schirmaufbau) verfügen, werde ähnlich beeinflusst wie ein Mittelspannungskabel. Das bedeutet, dass eine Belastung von 90V/kA/km auftreten kann.

Literatur:

FKH, 2002: Induzierte Längspannung an geöffneten TMS-Schirmen. Bericht A02/60, 8pp + Anhang.

FKH, 2004: Untersuchung eines zweipoligen Erdschlusses im isolierten Mittelspannungsnetz des ewz. Bericht A03/63, 16pp + Anhang.

Happoldt, H., Oeding, D., 1978: Elektrische Kraftwerke und Netze. Springer Verlag, Berlin, 673pp.

Heuck, K., Dettmann, K.-D., 1999: Elektrische Energieversorgung. Vieweg, Braunschweig/Wiesbaden, 638pp.

VSE, 2002: Richtlinien, Kapitel 5.6, Arbeiten an Hochspannungskabelleitungen, Seiten 19-38. Autoren: Luternauer, Hansruedi und Schiesser, Hans-Heinrich, ewz, Zürich.

FKH - / VSE – Fachtagung

10. November 2004

Erdschlussprobleme in Verteilnetzen

Messtechnische Untersuchung von Erdschlussströmen

Günther Storf

Fachkommission für Hochspannungsfragen

	Studium der Elektrotechnik an der ETH Zürich
Seit 1994	Versuchsingenieur bei der Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH)
	Mitglied im TK 20 (Elektrische Kabel) des CES

Messtechnische Untersuchung von Erdschlussströmen

G. Storf

Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH), Zürich

1 Messtechnische Möglichkeiten

1.1 Grundsätzliches zu Erdungsmessungen

Die Überprüfung der Wirksamkeit von Erdungssystemen ist primär eine wichtige sicherheitstechnische Aufgabe [1, 2]. Im Einflussbereich von elektrischen Anlagen dürfen weder im Betrieb noch im Störungsfall Erdpotentialdifferenzen oder Erdströme auftreten, die Lebewesen oder technische Einrichtungen gefährden können. Diese Anforderungen sind in Form von Grenzwertfestlegungen in der geltenden Starkstromverordnung vom 30.3.1994 (Stand 20.1.1998) und der SEV-Regel 3755 D (1999) "Erden als Schutzmassnahme in elektrischen Starkstromanlagen" formuliert.

Ausser der Kontrolle der sicherheitstechnischen Aspekte soll die Erdungssituation einer technischen Anlage auch nach betriebstechnischen Gesichtspunkten beurteilt werden.

Dabei steht eine Analyse der Erdschlussstromverteilung im Vordergrund. Im vorliegenden Beitrag wird auf die dazu eingesetzten Messverfahren eingegangen

1.2 Messung mit simuliertem Erdschluss (Strom-Spannungs-Methode)

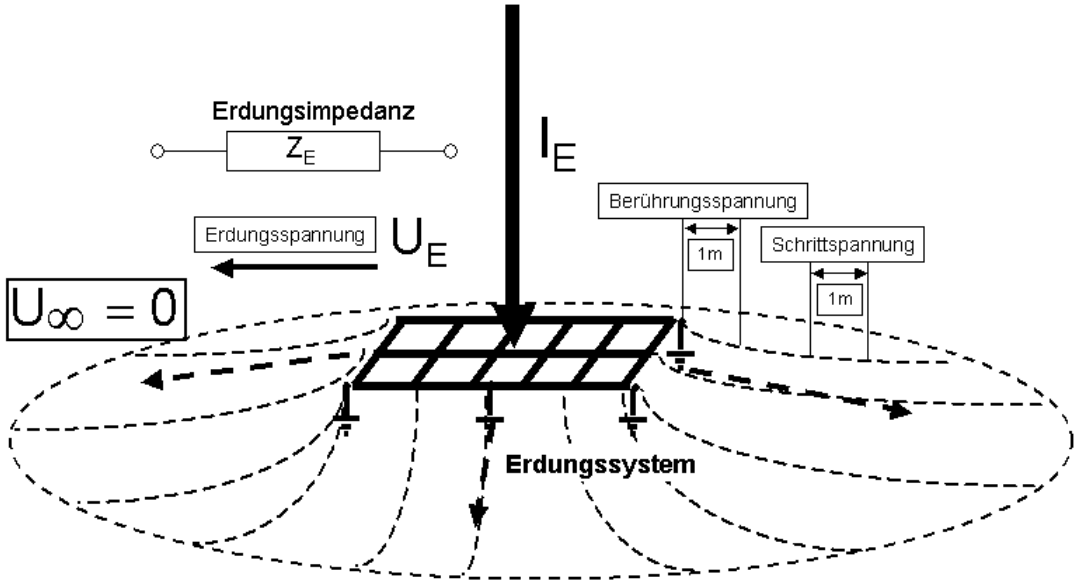


Abbildung 1: Grundprinzip einer Erdungsmessung

Das Prinzip einer Erdungsuntersuchung für netzfrequente Vorgänge nach der Strom-Spannungs-Methode [3] kann wie folgt umschrieben werden:

Ein künstlicher, reduzierter Erdschlussstrom I_E wird in das Erdsystem eingespeist. Dieser Strom tritt ins Erdreich über und erzeugt dabei in der Anlagenumgebung eine trichterförmige Potentialanhebung U_E.

Es entstehen Potentialdifferenzen, welche durch Schritt- und Berührungsspannungsmessungen untersucht werden (siehe Abbildung 1). Ein gewisser Anteil der Erdschlussströme, welcher nicht ins Erdreich übertritt, sondern als Rückstrom in Erdleitern fliesst, muss durch Strommessungen erfasst werden (siehe z.B. Erdseilstrom Abbildung 2). Eine messtechnische Überprüfung eines Erdsystems besteht demnach aus Messungen von *Spannungsdifferenzen* und *Ausgleichsströmen* an ausgesuchten Orten der Erdungsanlage, die durch Erdschlussströme entstehen.

Bei grösseren Anlagen wird für die Erdschlussschleife nach Möglichkeit eine ausser Betrieb genommene Freileitung oder Kabelleitung verwendet, welche in einer Gegenstation geerdet wird (vgl. Abbildung 2).

Bei kleinen Erdungsanlagen*,* beispielsweise bei Transformatorenstationen und bei Masterdern, werden Erdungsmessgeräte (Voltmeter mit integrierter Stromquelle) eingesetzt, wobei die Gegenerde mit Erdsonden bewerkstelligt wird.

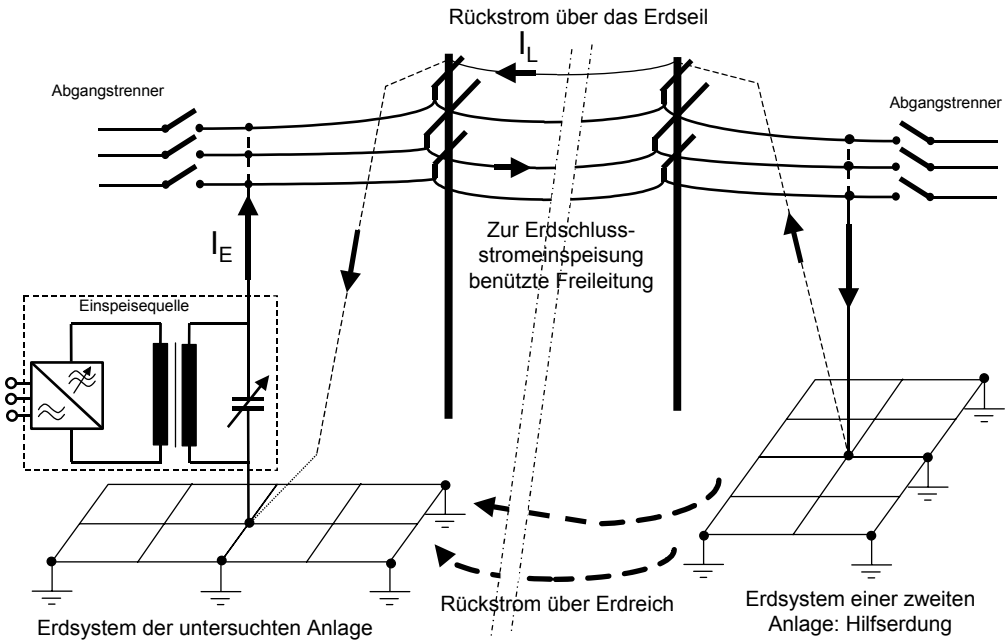


Abbildung 2: Erdschlussschleife über die Erdungssysteme zweier Unterwerke unter Benutzung einer Freileitung

Die untersuchten Anlagen bleiben jedoch normalerweise in Betrieb, so dass bei allen Messungen mögliche Beeinflussungen aus dem Anlagenbetrieb (50 Hz und Oberwellen) zu berücksichtigen sind.

Bei grösseren Erdungsanlagen von Unterwerken und Kraftwerken wird zur Einspeisung des Erdschlussstroms I_E eine Stromquelle von einigen 10 *A* bis einigen 100 *A* benötigt.

Die FKH verwendet dazu einen mobilen Frequenzumformer. Zur Anpassung an die jeweilige Impedanz der Versuchsleitung wird zwischen Umrichter und Erdschluss-Einspeisestelle ein Anpasstransformator geschaltet. Durch frei zuschaltbare Kondensatoren kann die Blindleistung kompensiert werden. Mit dem Umrichter besteht die Möglichkeit netzasynchron einzuspeisen (12 bis 100 Hz). Die von 50 Hz abweichende

Frequenz des eingespeisten Erdungsstroms erlaubt eine einfache und wirkungsvolle Trennung der versuchsbedingten Erdungsströme von betriebsmässigen Erdungsströmen. Zur Ermittlung der Einwirkspannungen wird ein geeignetes hochselektives Filter verwendet, welches eine Beeinflussung der Messresultate durch den 50-Hz-Anlagenbetrieb oder auch durch 16.7-Hz-Bahnströme wirksam verhindert.

Abbildung 3: Erdungsmessanhänger mit Quelle

Abbildung 4: Strommesseinheit mit Filtern

Die FKH verwendet für die Messung einzelner Stromanteile geeignete Zangenstromwandler oder spezielle Rogowskispulen (siehe Abbildung 5 und Abbildung 7), so dass auch Leiter grösseren Querschnitts (z.B. Hochspannungskabel), Rohrleitungen und Masten bis zu Durchmessern von über einem Meter umfasst werden können.

Die Bürdenspannungen der Stromwandler müssen zur Vermeidung von Störeinkopplungen mit abgeschirmten und verdrillten Signalkabeln zum Messplatz übertragen werden. Zur Unterdrückung von 50-Hz-Betriebsströmen und 16.7-Hz-Bahnströmen werden wie bei der Messung Bandsperrfilter und Lock-In-Verstärker eingesetzt.

Die Bestimmung der Phasenlage von Erdstromanteilen in Erdleitern und Kabelmänteln erfordert, dass das Signal vom Messort bis zum versuchsmässig eingespeisten Erdschlussstrom übertragen wird, damit es mit dem Referenzsignal verglichen werden kann. Normalerweise werden die Signale mit einem bebürdeten Stromwandler erfasst und über eine abgeschirmte und verdrillte Zweidrahtleitung bis zum Messplatz übertragen, wo die Phasenverschiebung zwischen dem Referenzstrom und dem gemessenen Teilstrom bestimmt wird.

Abbildung 5:
Rogowskispule um KW-Wasserrohr

Abbildung 6:
Loopantenne über Kabeltrassee

Abbildung 7:
Kleine Flexible Rogowskispule

Für die Bestimmung von Erdstromanteilen, welche über das Erdseil von Freileitungen abfliessen, kann die magnetische Flussdichte B mit einer Loopantenne (siehe Abbildung 6) gemessen werden. Diese „indirekte“ Erfassung der Erdseilströme I_L hat den Vorteil, dass die Ströme in den oft schwer zugänglichen Erdseilen ohne Mastbesteigungen mittels einer Schleifenantenne vom Boden aus bestimmt werden können. Da der eingespeiste Strom sich in der Frequenz vom Netzbetriebsstrom unterscheidet, können die Magnetfelder, welche der Netzbetriebsstrom verursacht, durch Filterung unterdrückt werden.

1.3 Messung mit echtem Erdschluss

In isolierten Netzen kann der Erdschlussstrom in Betrieb, unter Wahrung der erforderlichen Sicherheitsmassnahmen, durch absichtliches Einleiten eines Erdschlusses direkt gemessen werden. Allerdings erhöht sich die Spannung an den beiden nicht geerdeten Phasen um den Faktor 1.7, was zu einem erhöhten Risiko für das Eintreten eines zweipoligen Erdschlusses führt.

In der Regel wird hierzu in einer Schaltanlage oder Trafostation mit einem Leistungsschalter ein einphasig geerdetes Reservefeld zugeschaltet. Da dieser Schaltzustand nicht lange aufrechterhalten werden sollte, gilt es in möglichst kurzer Zeit alle Messgrössen aufzuzeichnen. Da der Erdschlussstrom synchron zur Netzfrequenz ist, wird vorgängig eine Nullmessung ohne eingelegten Erdschluss aufgenommen. Abbildung 8 und Abbildung 9 zeigen den Messaufbau und die Ergebnisse eines solchen Erdschlussversuchs in einem isolierten Netz.

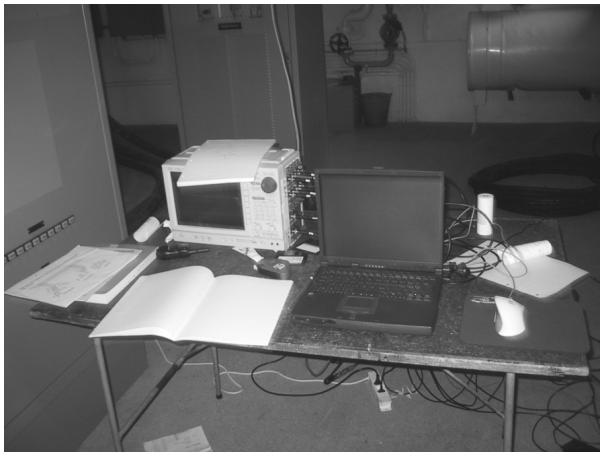


Abbildung 8: Mehrkanalrekorder

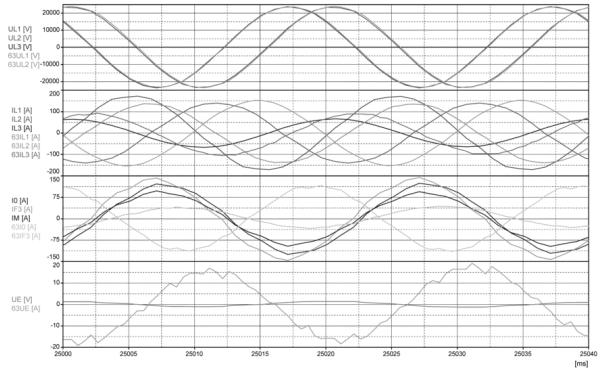


Abbildung 9: Aufzeichnung von 18 Messgrössen

2 Ausgewählte Beispiele

2.1 Untersuchung eines zweipoligen Erdschlusses im isolierten Netz

Dieses Beispiel beschreibt das messtechnische Vorgehen in dem von H. Luternauer bereits besprochenen Doppelerdschlussfällen.

Im Mittelspannungsnetz des ewz wurden in einem ausser Betrieb gesetzten Teilnetz Situationen mit Erdschlüssen an zwei Phasen an unterschiedlichen Orten experimentell untersucht.

Zur Bildung der Doppelerdschlussschleife stand ein Mittelspannungsring von einem Unterwerk aus mit zwei Trafostationen zur Verfügung. In der einen Trafostation konnte der Leistungsschalter zwischen den beiden Leitungsabgängen wahlweise geöffnet werden (Abbildung 10).

Als Speisequelle für einen reduzierten Doppelerdfehlerstrom wurde die FKH-Versuchsquelle mit Frequenzumrichter eingesetzt (Abbildung 11).

Mit dieser frequenzvariablen Speisequelle wurde im Unterwerk ein reduzierter Kurzschlussstrom potentialfrei zwischen den Phasen R und S eingespeist. Um Einkopplungen aus dem im Betrieb stehenden benachbarten Netz unterdrücken zu können, wurde mit einer Frequenz der Stromquelle von 70 Hz eingespeist (Abbildung 12).

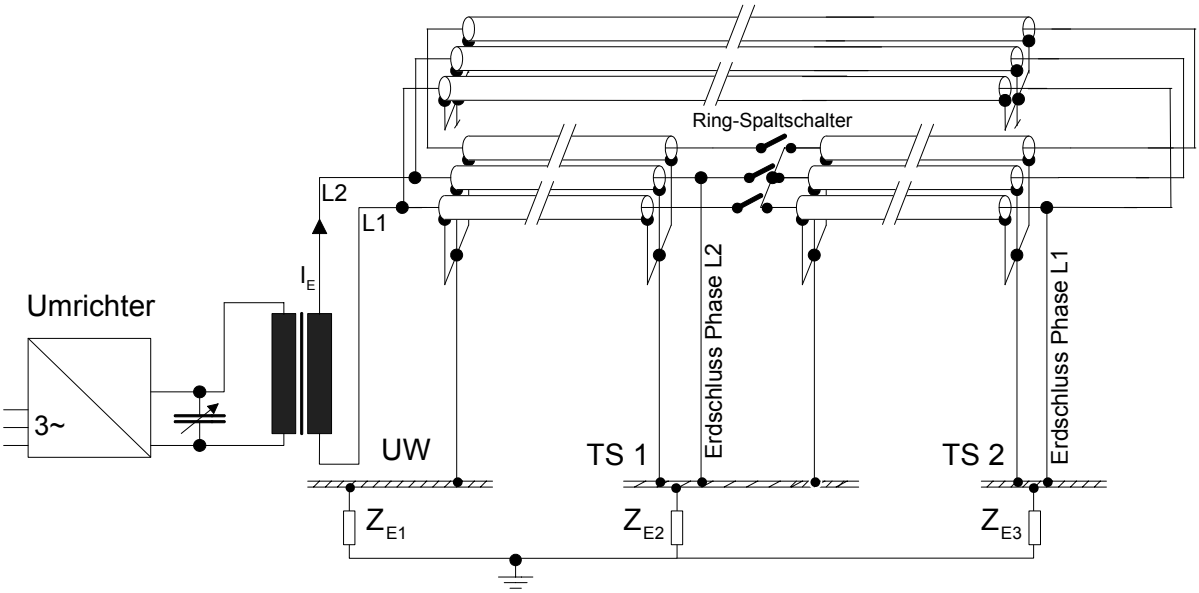


Abbildung 10: Prinzipschema der Einspeisung

Gemessen wurden alle Ströme in den durch den doppelten Erdschluss betroffenen Leitungen, sowohl im Leiter als auch auf den Kabelschirmen. Zusätzlich interessierten eingekoppelte Ströme auf Kabelschirmen von parallelen Kabeln sowie induzierte Spannung von ausgewählten, freigeschalteten, parallelen Energiekabeln.

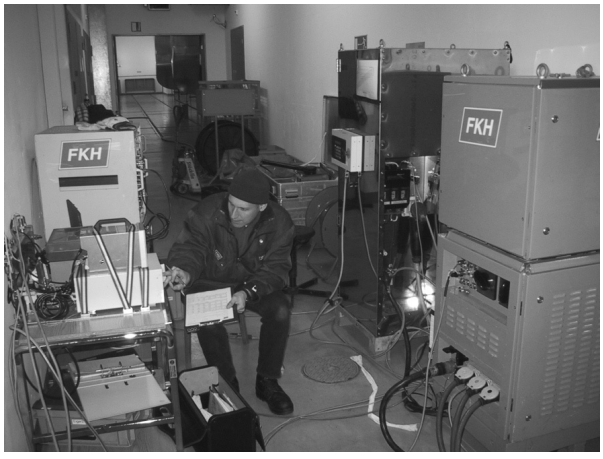


Abbildung 11: Einspeisequelle im Unterwerk

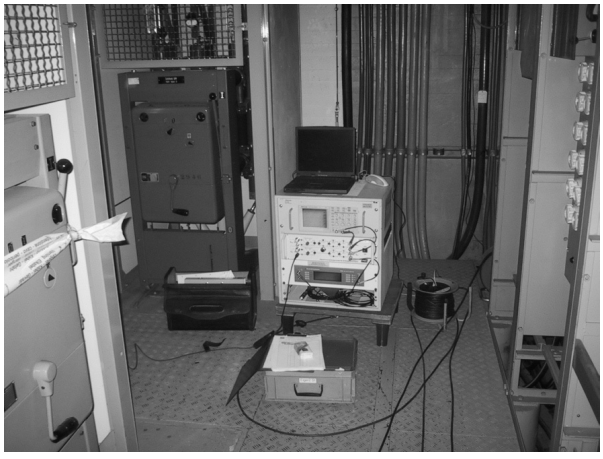


Abbildung 12: Messplatz in den Trafostationen

2.2 Registrierung von Erdungsströmen und Spannungen bei Versuchen hinsichtlich dem Einsatz eines Polerdungsschalters

Dieses Beispiel wurde im Beitrag von G. Castelli behandelt.

Im isolierten 16-kV-Mittelspannungsnetz des AEW wurden zur Abklärung der Eignung eines selektiven Polerdungsschalters zur Erdschlusslöschung praktische Messungen durchgeführt.

Die Funktionsweise eines Polerdungsschalter wurde von G. Castelli sowie P. Abächerli, A. Schmid und G. Köppl schon erläutert.

Für die Erdschlussversuche wurde eine 16-kV-Leitung des AEW benutzt, welche sowohl Kabelstrecken als auch Freileitungsabschnitte enthielt (siehe Abbildung 13). Mit dem Leistungsschalter einer mobilen Trafostation (siehe Abbildung 14) wurde an verschiedenen Stellen der Leitung ein einpoliger Erdschluss eingelegt. Im Anschluss an die Erdschlusseinleitung wurde in beiden Fällen dieselbe Phase im Unterwerk in einem Reservefeld mit einem Polerdungsschalter geerdet.

Alle Erdschlussversuche wurden mit folgenden drei Netzzuständen durchgeführt:

- Versuchsleitung als leerlaufende Leitung
- Versuchsleitung und rückwärtiges Netz
- Versuchsleitung, rückwärtiges Netz und Netz auf der Verbraucherseite der Leitung

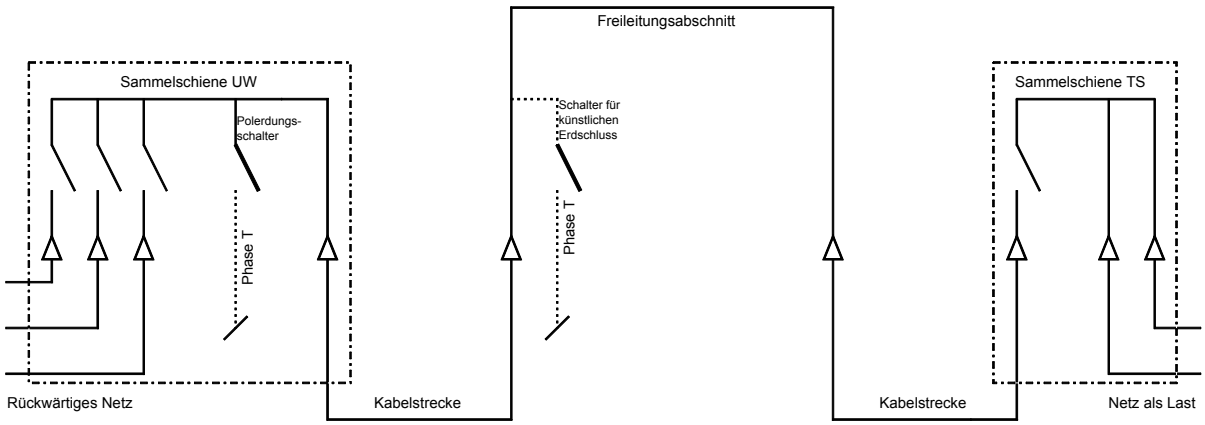


Abbildung 13: Prinzipschema der Versuche im 16-kV-Netz des AEW

Bei einer Kabelstrecke konnte wahlweise der Kabelschirm einseitig geöffnet werden. Die Freileitung war mit einem Erdseil versehen.

Messgrössen wurden sowohl im Unterwerk als auch beim Erdschlussort draussen im Felde aufgezeichnet (Abbildung 15). In jeder Versuchskonfiguration wurde der folgende experimentelle Schaltzyklus durchgeführt:

- Start der Aufzeichnung an allen Messorten
- Erden der Phase T in der mobilen Schaltstation (künstlicher Erdfehler)
- Erden der Phase T im UW (Ansprechen des Polerdungsschalters)
- Enterden der Phase T in der mobilen Schaltstation (Aufheben des Fehlers)
- Enterden der Phase T im UW (Ausschalten des Polerdungsschalters)
- Stoppen der Aufzeichnung an allen Messorten

Zwischen den einzelnen Punkten lag immer eine Zeitspanne von ca. 10 Sekunden, womit die Aufzeichnungszeit auf eine Minute festgelegt werden musste. Es konnten pro Schaltzyklus jeweils 4 verschiedene Schaltzustände bewertet werden.

Abbildung 14: Mobile Trafostation des AEW und Messwagen der FKH

Abbildung 15: Erfassung der Spannungen durch verschiedene Spannungsteiler

Abbildung 16 zeigt ein ausgewertetes Beispiel der Erdstrommessungen für drei Netzkonfigurationen. Die Säulen entsprechen den oben beschriebenen Schaltphasen. Der Erdschluss im Felde befand sich nach der ersten Kabelstrecke vom UW aus. Im vorliegenden Fall war der Schirm der Kabelstrecke beidseitig geerdet

Die Untersuchungen zeigten die komplexen Zusammenhänge zwischen Netzkonfiguration und Fehlerzustand einerseits, und der Erdschlussrückstromverteilung andererseits. Der Einfluss des Polerdungsschalters lässt sich teilweise erst nach eingehender Analyse der Erdungssituation voraussagen. Die Erdfehlerstromverteilung ist ohne die Wirkung der magnetischen Induktion, das heisst nur durch die ohmschen Spannungsabfälle, nicht zu erklären.

Abhängigkeit der Erdschlussströme von der Netzkapazität

Wurde der experimentelle Erdschluss nur an einem Ort, d.h. ohne Einsatz des Polerdungsschalters, eingeleitet, entweder bei der Fehlerstelle oder im Unterwerk, so war dieser nur von der Kapazität des betroffenen Netzes abhängig und war unabhängig vom Ort der Fehlerstelle.

Beim Versuch nur mit der Leitung (1. Tabelle in Abbildung 16) betrug der Erdschlussstrom etwa 16 A.

Wird zusätzlich das rückwärtige Netz in den erdschlussbehafteten Trafoabgang einbezogen (2. Tabelle in Abbildung 16) erhöhte sich der Erdschlussstrom auf 45 A.

Zusammen mit dem Netz als Last (3. Tabelle in Abbildung 16) ergab sich ein einpoliger Erdschlussstrom von 64 A.

Einfluss der Belastung der Leitung

Bei den Versuchen mit dem Netz als Last wurde festgestellt, dass sich der Erdschlussstrom an der Fehlerstelle durch zusätzliche Erdung der vom Erdschluss betroffenen Phase im Unterwerk, bei kleiner Leitungsnullimpedanz zwischen Fehlerstelle und Unterwerk, (3. Tabelle in Abbildung 16) sogar von 65 A auf 80 A erhöhte.

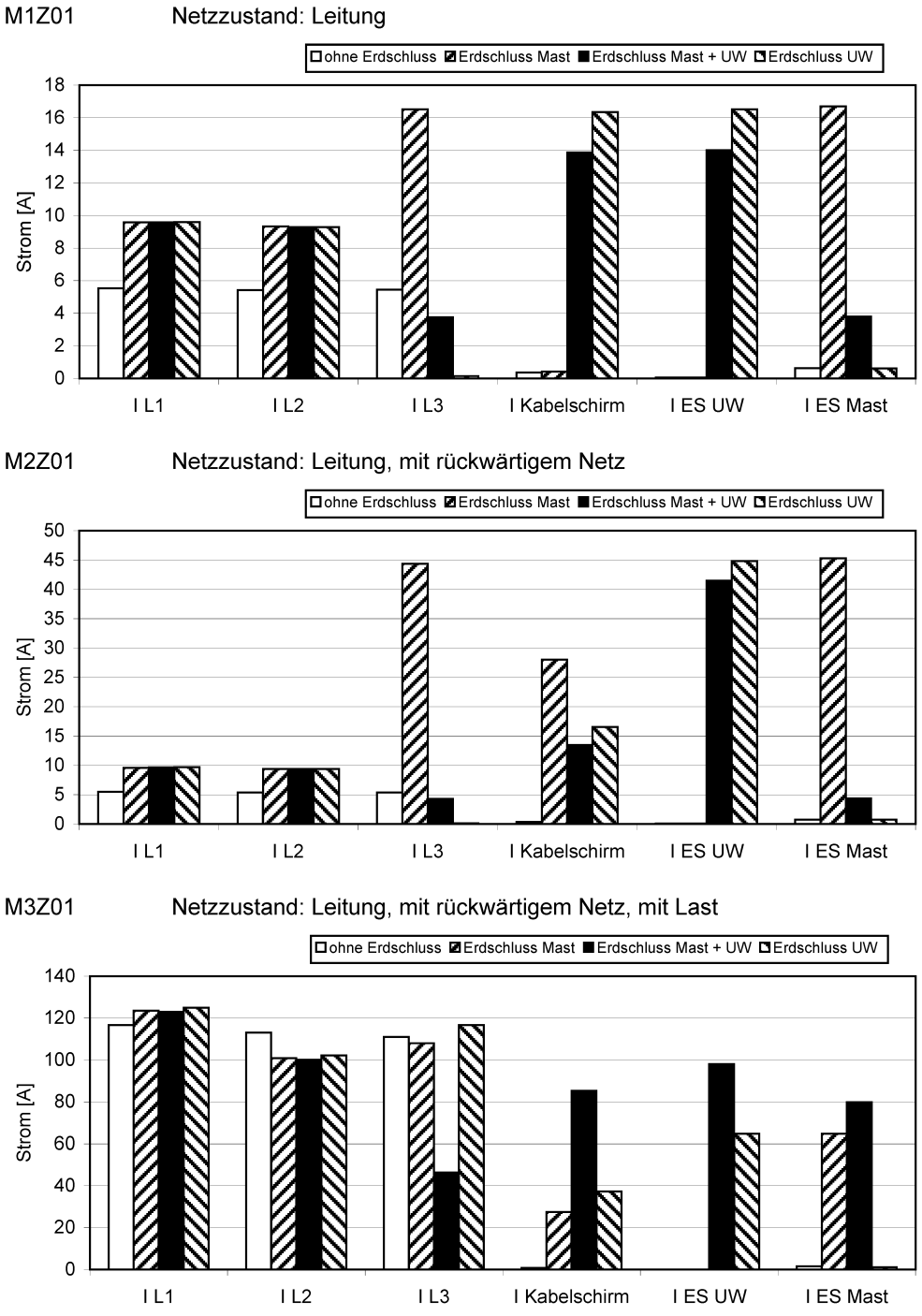


Abbildung 16: Amplitudenauswertung der Ströme: ES = Erdschluss im/bei

3 Schlussfolgerungen

Die Untersuchung von Erdschlussströmen erfordert in realen Fällen die Erfassung einer grossen Zahl von Teilströmen, die bei Kurzzeitmessungen simultan aufgezeichnet werden müssen.

Bei der Analyse der Fehlerströme spielen sowohl kapazitive Ströme (über die Kabelisolation) wie induktive (über Leitungen und Schirme) wie auch ohmsche Ströme (Erdleiterströme) eine wichtige Rolle.

Um die Aufteilung von Erdfehlerströmen an Erdungsverbindungsstellen aufzuzeigen ist deshalb die Erfassung von Amplituden und Phasenlagen erforderlich (komplexe Stromzeiger).

Die vielkanalige simultane Erfassung und eine effiziente Nachverarbeitung der komplexen Ströme und Spannungsabfälle setzt ein sorgfältig ausgetestetes Datenerfassungsgerät und eine darauf abgestimmte Hard- und Softwareinfrastruktur mit den dazugehörigen Schnittstellen voraus.

4 Literatur

[1] Bräunlich, R.: Die messtechnische Überprüfung von grossen Erdungsanlagen. SEV/VSE Bulletin, Bd (1995)23, S. 31.

[2] Bräunlich, R.; Storf, G., Sigg, M.: Erdungsmessungen in Unterwerken der Schweizerischen Bundesbahnen. Elektrische Bahnen, Bd 99(2001)1-2, S. 64.

[3] Erdungen in Starkstromnetzen; Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke m.b.H. - VDEW, Frankfurt am Main; 3. Auflage, 1992.

FKH - / VSE – Fachtagung

10. November 2004

Erdschlussprobleme in Verteilnetzen

Aktuelle Fehlerortungsmethoden in Kabelnetzen

M. Bawart

Baur GmbH, Sulz, Österreich

Manfred J Bawart ist Gebietsverkaufsleiter Europa bei BAUR Prüf- und Messtechnik GmbH in Sulz/Österreich und hat 23 Jahren Berufserfahrung in der Kabelfehlerortung.

Aktuelle Fehlerortungsmethoden in Kabelnetzen

M. Bawart

Baur GmbH, Sulz, Österreich

Kurzfassung:

Moderne Prüf- und Fehlerortungsverfahren sind bei den unterirdisch verlegten Kabeln eine Notwendigkeit und haben sich in der Anwendung besonders in den vergangenen Jahren stark verändert.

Dies zeigt sich vor allem in der starken Tendenz, die Fehlerortungsgeräte in Kombination mit modernster Kabeldiagnosetechnik für mobilen Einsatz im Kabelmesswagen einzubauen. Dadurch wird höchste Sicherheit, sofortige Verfügbarkeit und Mobilität, sowie höchste Effizienz durch Einsatz von modernsten Messmethoden erreicht.

Um die Wartung und Aufrechterhaltung der Stromversorgung von Mittelspannungsnetzen zu sichern, ist ein Expertenwissen von Methoden und Geräteanwendungen notwendig. Ziel ist, die Fehlerraten und Ausfallzeiten der Stromversorgung möglichst gering zu halten.

Fehlerdiagnostik

Einer der wichtigsten Schritte in der Kabelfehlerortung ist die Feststellung der Kabelfehlerart. Jede Kabelfehlerart erfordert ihre spezielle Vorortungs- und Nachortungsmethoden. Zusammenfassend werden folgende Kabelfehlerarten unterschieden:

- Niederohmige Fehler < 100 Ohm
- Hochohmige Fehler > 100 Ohm
- Intermittierende Fehler
- Kabelunterbrechungen
- Kabel-Mantelfehler

Nach Bestimmung der Fehlerart empfehlen wir die Anwendung der Messmethoden entsprechend dem **Flussdiagramm der Kabelfehlerortung.**

Kabelfehlervorortung

Folgende Messmethoden finden in der modernen Kabelfehlervorortung Verwendung:

- Impulsreflexionsmethode
- Brenntechnik (Fehlerbrennen)
- Stossstrommethode
- Ausschwingmethode
- Stossstromdifferenzmethode
- Differenzausschwingmethode
- Sekundärimpulsmethode SIM
- Mehrfachimpulsmethode SIM MIM
- Messbrücke für Kabelfehler und Mantelfehler

In der Praxis können einfache Leiterbrüche sowie Kurzschlüsse leicht nach der Impulsreflexionsmethode gemessen werden. Fehlerimpedanzen < 100 Ohm sind leicht als deutlich indikative Reflexion interpretierbar. Die Impulsreflexionsmessmethode eignet sich jedoch nicht zur Ortung von hochohmigen Kabelfehlern, da diese keine oder nur sehr geringe Impedanzveränderung an der Fehlerstelle bewirken.

Da Widerstandsfehler ihren Innenwiderstand spannungsabhängig verändern, kommen heutzutage vorrangig Hochspannungsmessmethoden zur Anwendung. Die Brenntechnik verliert aufgrund der bekannten Nachteile immer mehr an Bedeutung.

Die modernste Entwicklung in der Kabelfehlervorortung ist die **Mehrfachimpulsmethode SIM MIM**. Die besonderen Vorteile dieser Messmethode liegen in der einfachen Handhabung, universellen Anwendbarkeit sowie der besonders leichten Interpretation der Echogramme.

Ein Stossspannungsgenerator mit angeschlossenem Impulsformer zündet die hochohmige Fehlerstelle. Durch den kontrollierten Lichtbogen an der Fehlerstelle wird die Fehlerimpedanz für einige Millisekunden niederohmig. Zeitsynchron wird die Fehlerstelle vom ultraschnellen Echometer 5 fach eingemessen. Durch automatische Prozessverarbeitung und modernste Messalgorithmen wird der Fehlerort bestimmt und die Fehlerdistanz in Meter angezeigt. Die SIM MIM ist besonders effizient bei schwierigen Kabelfehlern.

Kabelfehlernachortung, punktgenaue Ortung

Nach erfolgreicher Vorortung wird der Fehlerort lokal eingemessen. Folgende Messmethoden finden in der modernen Fehlernachortung Verwendung:

- Schallortung
- Schallaufzeitmessung
- Drallfeldortung
- Schrittspannungsortung

Die Schallortungsmethode sowie die weiterentwickelte **Schallaufzeitmessung** sind die meist verwendeten Messmethoden zur punktgenauen Fehlerortung an unterirdisch verlegten Kabeln. Akustische Überschlagsgeräusche, erzeugt durch die elektrischen Impulse des Stossspannungsgenerators, sind an der Fehlerstelle messbar. Durch Abhorchen der Erdoberfläche mit einem geeigneten Bodenmikrofon ist die Fehlerstelle meist leicht einzugrenzen. Direkt über der Fehlerstelle ist das Überschlagsgeräusch am besten hörbar. Die Schallaufzeitmessung errechnet aus der magnetisch-akustischer Zeitdifferenz automatisch die Fehlerdistanz in Meter. Dadurch ist diese Messmethode auch in Rohr verlegten Kabelanlagen, sowie akustisch schwer zu ortenden Fehlern, einsetzbar.

Bei niederohmigen Aderschlüssen versagt die Schallortungsmethode meist. Hier findet die Drallfeldortung Verwendung.

Die Schrittspannungsmethode wird zur Lokalisierung von erdfühligen Fehlern eingesetzt. Dabei wird die Erdoberfläche mit zwei Sonden auf eine injizierte Schrittspannung untersucht. Das Anzeigeinstrument zeigt in Richtung der Fehlerstelle und wechselt die Polarität nach Überschreiten des Erdfehlers. Die Schrittspannungsmethode ist meist einfach anzuwenden, versagt jedoch bei Kunststoff verrohrtem Netz.

Auswirkungen starr geerdetes Netz / gelöschtes Netz

Bei **starr geerdetem Mittelspannungsnetz** ist eine schnelle Abschaltung gewährleistet. Dadurch bleibt die Fehlerstelle unbehandelt. Die Kabelfehler sind meist hochohmig oder intermittierend. Die modernen Vorortungsmethoden finden Verwendung. Der unbehandelte Stossfehler lässt sich anschliessend meist problemlos mit der Schallortungsmethode punktgenau orten.

Im **gelöschten Netz** bleibt der Fehlerstrom durchwegs über einen längeren Zeitraum stehen. Abhängig von Fehlerstrom, Einwirkdauer und Art des Isoliermaterials wird die Fehlerstelle eingebrannt. Benachbarte Kabel werden fallweise auch beschädigt. Die 2 gesunden Leiter werden mit höherer Spannung betrieben (verkettete Spannung).

Die Vorortung bei niederohmschem Fehlerwiderstand wird üblicherweise mit der Impulsreflexionsmethode durchgeführt.

Die Nachortung gestaltet sich meist schwieriger. Durch den eingebrannten Kabelfehler ist die Schallortung meist nicht zielführend. Entsprechend den Möglichkeiten werden die Drallmethode sowie die Schrittspannungsmethode eingesetzt.

Vorbeugende Massnahmen

Kabelprüfung

In letzter Zeit sind die Prüfgerätehersteller von Kabelanlagen auf die neuen Marktbedürfnisse eingegangen und haben neue Prüfmethoden und Diagnostikverfahren für die Vor-Ort-Prüfung entwickelt.

Vergleichende Untersuchungen der verschiedenen Spannungsformen haben ergeben, dass mehrere Prüfspannungsarten mit Ausnahme der Gleichspannung bei PE- und VPE- Kabeln bei der Vor-Ort-Prüfung in Frage kommen.

Die Kabelprüfung gibt Auskunft über die momentane Spannungsfestigkeit der schwächsten Stelle in der Kabelanlage. Sie wird nach einer Neuverlegung, nach Reparaturen und zum Nachweis der Betriebstüchtigkeit bei betriebsgealterten Kabeln durchgeführt. Die Kabelprüfung beschränkt sich auf eine reine “ ja / nein” - Aussage.

Die Kabelprüfung an VPE Kabeln ist nach DIN VDE 0276-620, Teil 5 und Teil 6 geregelt.

Zur Vermeidung von schädlichen Raumladungen wird keine Gleichspannung angewendet. Die DIN VDE 0276-620 entspricht der CENELEC HD 620 S1

Die alternative Prüfspannung mit einer niederen Prüffrequenz von 0,1Hz hat sich weltweit durchgesetzt.

Für Kabel mit getränkter Papierisolierung gilt die DIN VDE 0276-621.

Kabelmantelprüfung

Die Kabelmantelprüfung wird sowohl bei der Inbetriebnahme als auch bei fortlaufenden Qualitätskontrollen an Kabelanlagen eingesetzt.

Die Mantelprüfung bei Kunststoffkabeln ist in der DIN VDE 0276-620 wie folgt geregelt:

Prüfspannung: PE - Mantel 5 kV; PVC - Mantel 3 kV

Kabeldiagnose TD PD

Ziel von vorbeugenden Massnahmen ist, die Fehlerraten und Ausfallzeiten möglichst gering zu halten.

Die Kabeldiagnosetechnik ist seit einigen Jahren auch für mobilen Einsatz im Kabelmesswagen erhältlich und hat sich in den vergangenen 5 Jahren weltweit verbreitet. Bei vielen Energieversorgern ist ein klarer Trend in Richtung Kabeldiagnose feststellbar.

Die **Verlustfaktormessung** Tan Delta bei 0,1Hz Sinusspannung ist bereits seit 1989 erhältlich und ist die wohl weitverbreitetste Kabeldiagnosetechnik für verlegte Mittelspannungskabel.

Die Verlustfaktormessung Tan Delta bei 0,1 Hz zeigt den globalen Alterungszustand des Energiekabels sowie Feuchtigkeitseintritte in Muffen an. Die TD Messungen werden sowohl bei neuen als auch bei gealterten Kabelstrecken eingesetzt.

Teilentladungsmesstechnik

Die Teilentladungsmesstechnik ergänzt Prüfung und dielektrische Diagnose. Sie gibt Informationen über: TE Pegel, TE Häufigkeit, TE Einsetzspannung und TE Fehlerort.

Die Teilentladungsmessung ist die ideale Messmethode, um einen punktuellen Defekt in einer Kabelisolation in einem frühen Stadium, vor Auftreten des Schadens festzustellen.

Die VLF TE Kabeldiagnose wir vorwiegend eingesetzt zur

- Vorortung von TE behafteten Muffen
- Vorortung von TE behafteten Endgarnituren
- Vorortung von electrical trees in VPE Kabeln
- TE Messung und Ortung in Papier Masse Kabeln
- Vorort Prüfung und Abnahme von neuen und gealterten Kabeln

Zusammenfassung:

Moderne Prüf- und Fehlerortungsverfahren sind bei den unterirdisch verlegten Kabeln eine Notwendigkeit und haben sich in der Anwendung besonders in den vergangenen Jahren stark verändert. Um die Wartung und Aufrechterhaltung der Stromversorgung von Mittelspannungsnetzen zu sichern, ist ein Expertenwissen von Methoden und Geräteanwendungen notwendig. Einer der wichtigsten Schritte in der Kabelfehlerortung ist die Feststellung der Kabelfehlerart. Jede Kabelfehlerart erfordert ihre spezielle Vorortungs- und Nachortungsmethode.

Die modernste Entwicklung in der Kabelfehlervorortung ist die **Mehrfachimpuls-methode SIM MIM**. Die besonderen Vorteile dieser Messmethode liegen in der einfachen Handhabung, universellen Anwendbarkeit, sowie besonders leichten Interpretation der Echogramme. Durch automatische Prozessverarbeitung und modernste Messalgorithmen wird der Fehlerort bestimmt und die Fehlerdistanz in Meter angezeigt. Die SIM MIM ist besonders effizient bei schwierigen Kabelfehlern.

Die Schallortungsmethode sowie die weiterentwickelte **Schallaufzeitmessung** sind die meist verwendeten Messmethoden zur punktgenauen Fehlerortung an unterirdisch verlegten Kabeln. Die Schallaufzeitmessung errechnet aus der magnetisch-akustischer Zeitdifferenz automatisch die Fehlerdistanz in Meter. Dadurch ist diese Messmethode auch in Rohr verlegten Kabelanlagen, sowie akustisch schwer zu ortenden Fehlern, einsetzbar.

Im Bericht werden auch die Unterschiede der Netzkonfiguration, starr geerdetes Netz und gelöschtes Netz, aus Sicht der Kabelfehlerortung angesprochen.

Als **vorbeugende Massnahmen** werden die aktuellen Kabelprüfmethoden nach DIN VDE sowie die Mantelprüfung besprochen. Auch die aktuellste Technologie zur Vermeidung von Kabelausfällen mit Hilfe der vorbeugenden **Kabeldiagnose** wird an Hand von Messbeispielen vorgestellt. Die vorgestellten Messdaten wurden teilweise im Schweizer Mittelspannungsnetz aufgenommen.

Ziel von vorbeugenden Massnahmen ist die Fehlerraten und Ausfallzeiten möglichst gering zu halten.

Die Kabeldiagnosetechnik ist seit einigen Jahren auch für mobilen Einsatz im Kabelmesswagen erhältlich und hat sich in den vergangenen 5 Jahren weltweit verbreitet. Bei vielen Energieversorgern ist ein klarer Trend in Richtung Kabeldiagnose feststellbar.

Übersicht Kabelfehlerortung

Fehlerdiagnostik

Flussdiagramm der Kabelfehlerortung

Kabelfehlervorortung

Kabelfehlernachortung

Vorbeugende Massnahmen

Mantelprüfung bei Kunststoffkabeln

Kabeldiagnose TD PD

Fehlerdiagnostik

Hauptsächliche Unterscheidung:

Längsfehler oder Querfehler

Ader / Erdfehler oder Ader / Aderfehler

Detaillierung:

Niederohmiger Fehler R < 0....100Ω

Hochohmiger Fehler R > 100Ω

Intermittierender Fehler

Unterbrechung, Abriss

Mantelfehler

Flussdiagramm der Kabelfehlerortung

Fehlermeldung

▼

Freischalten und erden (unter Beachtung der gültigen Sicherheitsvorschriften)

▼

Fehlerdiagnose
Isolationstest, Widerstandsmessung

▼

Kabelfehlervorortung

Niederohmige Fehler	**Hochohmige Fehler**	**Intermittierende Fehler**	**Kabelunterbruch**	**Kabelmantelfehler**
Impulsreflexionsmethode Kabelmessbrücke (Murray) Spannungsabfallmethode	Stoßstrommethode Stoßstromdifferenzmethode Sekundärimpulsmethode (SIM - MIM) Kabelmessbrücke Fehlerbrennen	Ausschwingmethode Stoßstrommethode Differenzausschwingm. Sekundärimpulsmethode (SIM-MIM)	Impulsreflexions-methode	Kabelmessbrücke Nachortung: Schrittspannungsm. Minimumtrübungsm.

▼

Trassierung

▼

Kabelfehlernachortung

Visuelle Ortung | **Schallortung** | **Schallaufzeitmessung** | **Drallfeldortung** | **Schrittspannungsortung**

▼

Fehlermarkierung

▼

Reparatur und Isolationstest

▼

Zuschalten

Manfred J Bawart

Messmethoden der Kabelfehlervorortung

- **Impulsreflexionsmethode**
- **Brenntechnik (Fehlerbrennen)**
- **Stossstrommethode**
- **Ausschwingmethode**
- **Stossstromdifferenzmethode**
- **Differenzausschwingmethode**
- **Sekundärimpulsmethode SIM**
- **Mehrfachimpulsmethode SIM MIM**
- **Messbrücke für Kabelfehler und Mantelfehler**

Abbildung eines Kabelmesswagens

Für mobilen Einsatz werden die Fehlerortungsgeräte im **Kabelmesswagen** eingebaut

Vorteile:

- **Höchste Sicherheit**
- **Höchste Mobilität**
- **Sofortige Verfügbarkeit**
- **Modernste Messmethoden**

Abbildung eines Kabelmesswagens

Ansicht Bedienpult

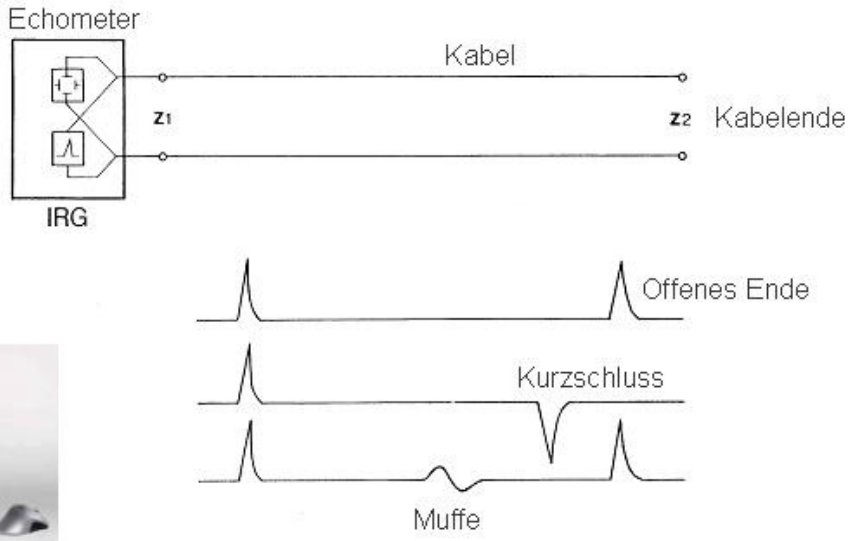
Ansicht Hochspannungsraum

Impulsreflexionsmethode

Reflexionsfaktor

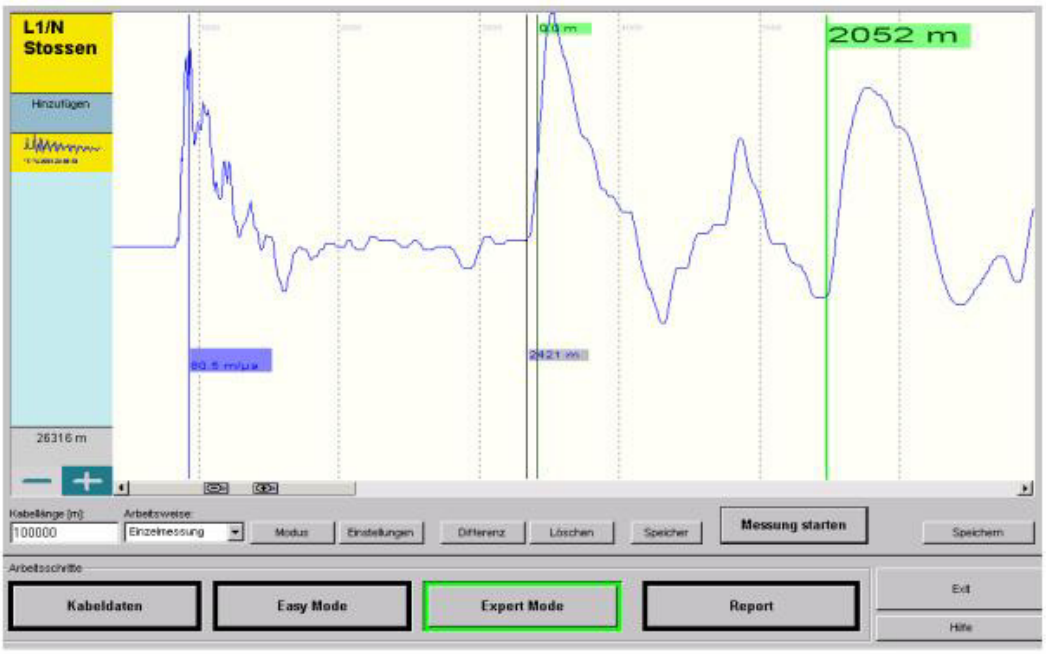
$$r = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}$$

$$v = \frac{c}{\sqrt{\varepsilon_r}}$$



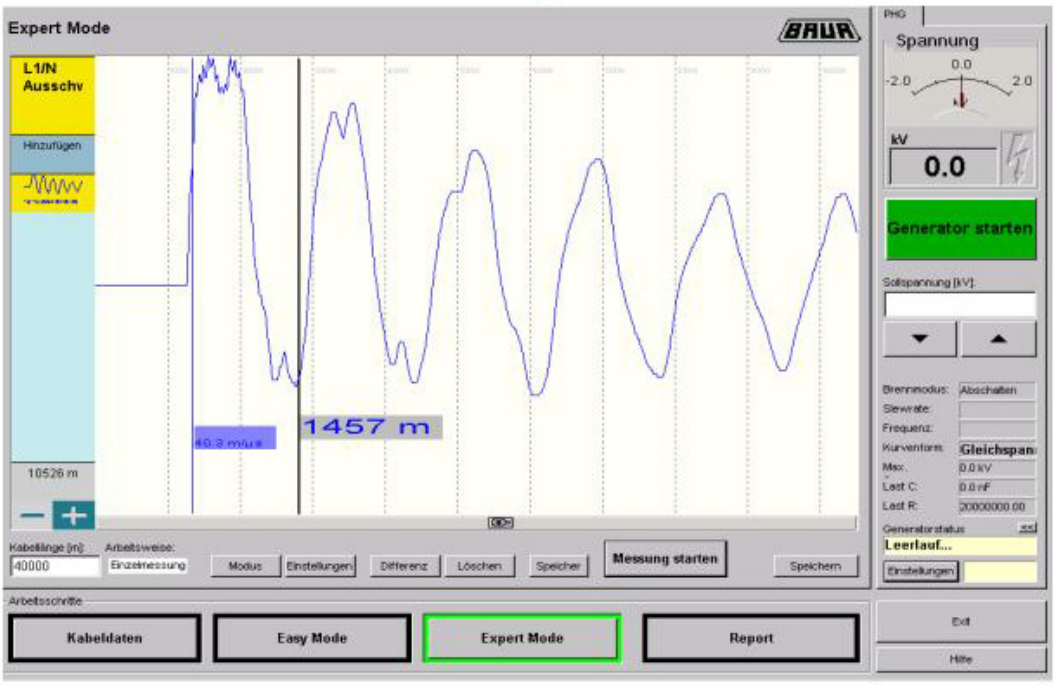
Impulsreflexionsmethode

Stossstrommethode

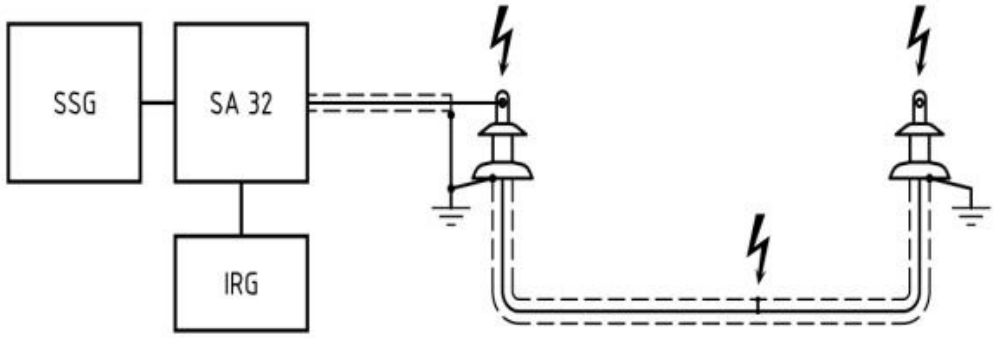


2. Messperiode auswerten

Ausschwingmethode



Sekundärimpulsmethode (SIM)

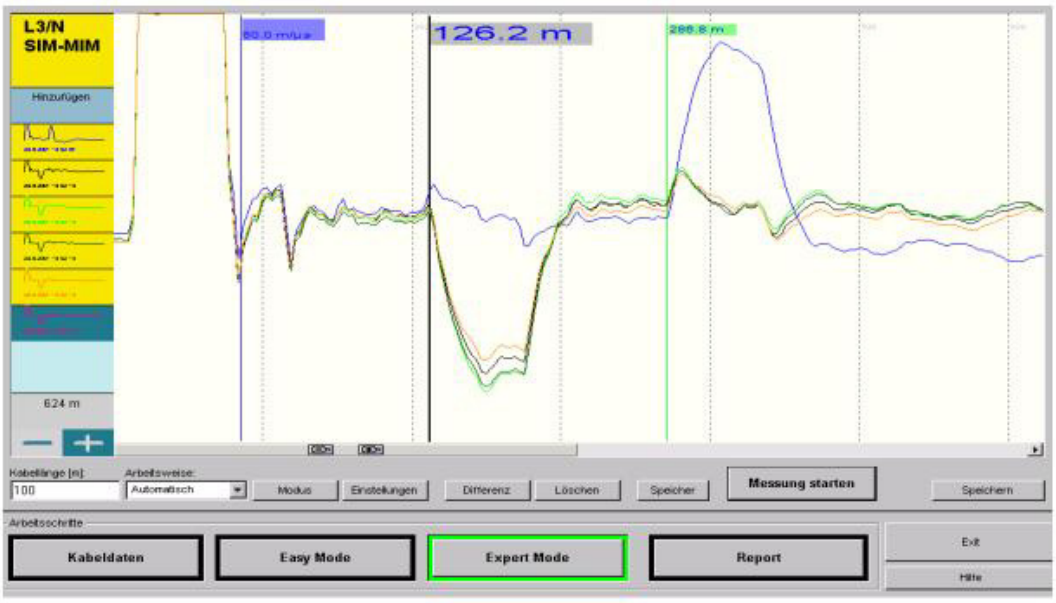


Syscompact 2000

Syscompact 3000

Sekundärimpulsmethode SIM

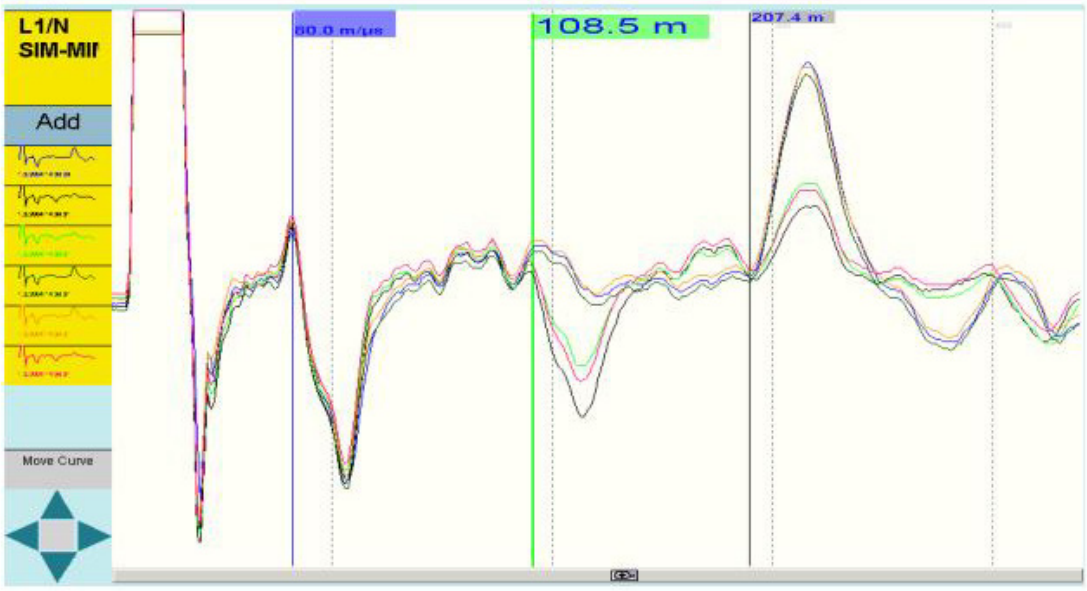
Sekundärimpulsmethode SIM MIM



SIM MIM: modernste und schnellste Vorortungsmethode

5 Messungen und Aufnahmen während eines Hochspannungsimpulses

Sekundärimpulsmethode SIM MIM

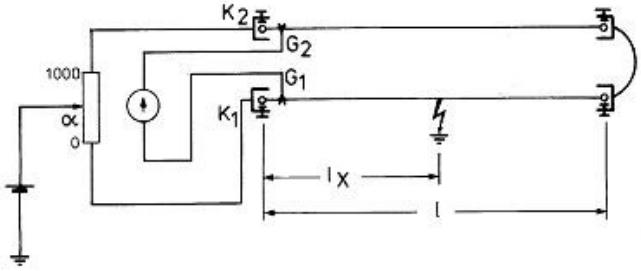


SIM MIM besonders effizient bei schwierigen Kabelfehlern

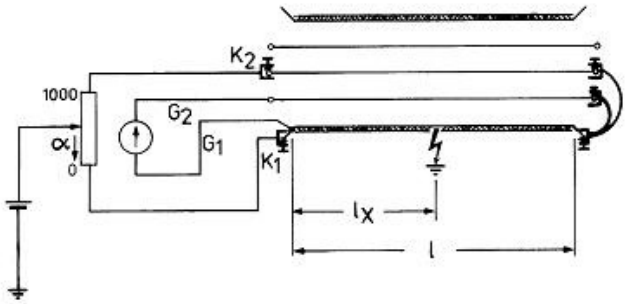
Messbrücke

für Kabelfehler und Mantelfehler

nach Murray



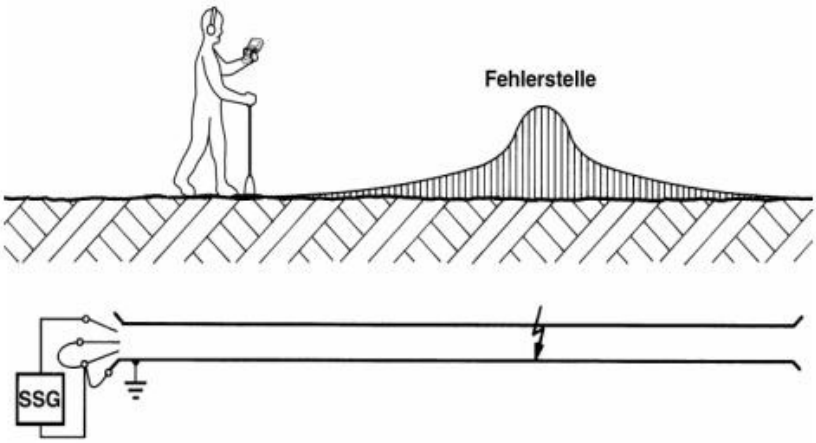
nach Glaser



Kabelfehlernachortung

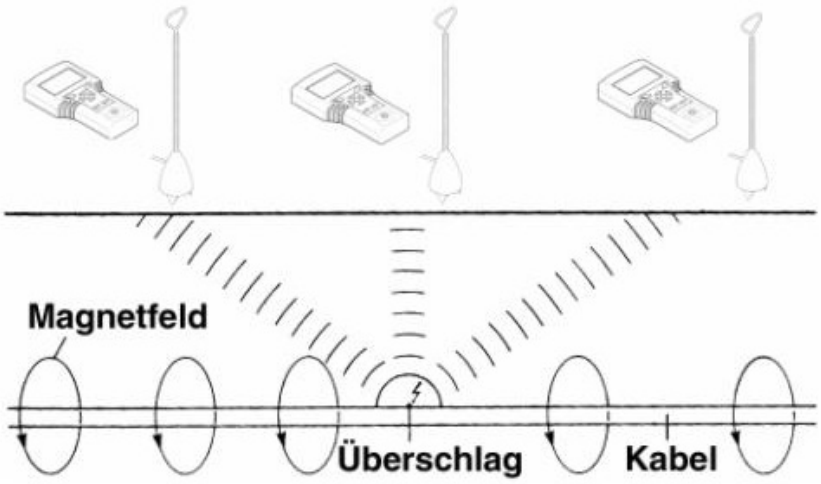
- Schallortung
- Schallaufzeitmessung
- Drallfeldortung
- Schrittspannungsortung

Schallortung



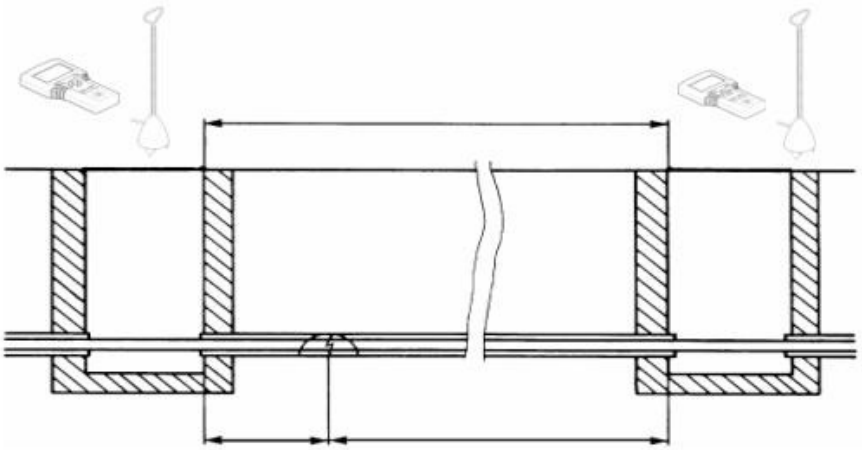
Akustische Fehlerortung mit Bodenmikrofon und Suchempfänger
geeignet für Überschlagsfehler und hochohmige Kabelfehler

Schallaufzeitmessung



Errechnet aus magnetisch-akustischer Zeitdifferenz
automatisch die Fehlerdistanz in Meter

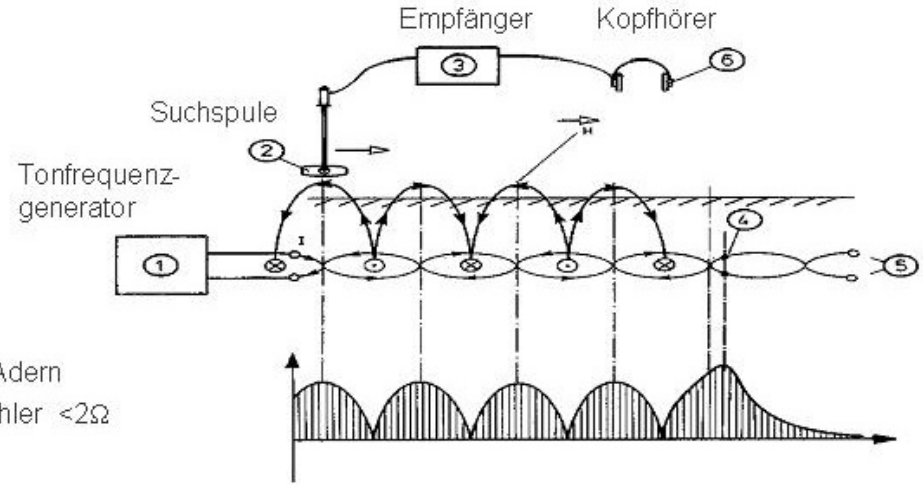
Schallaufzeitmessung



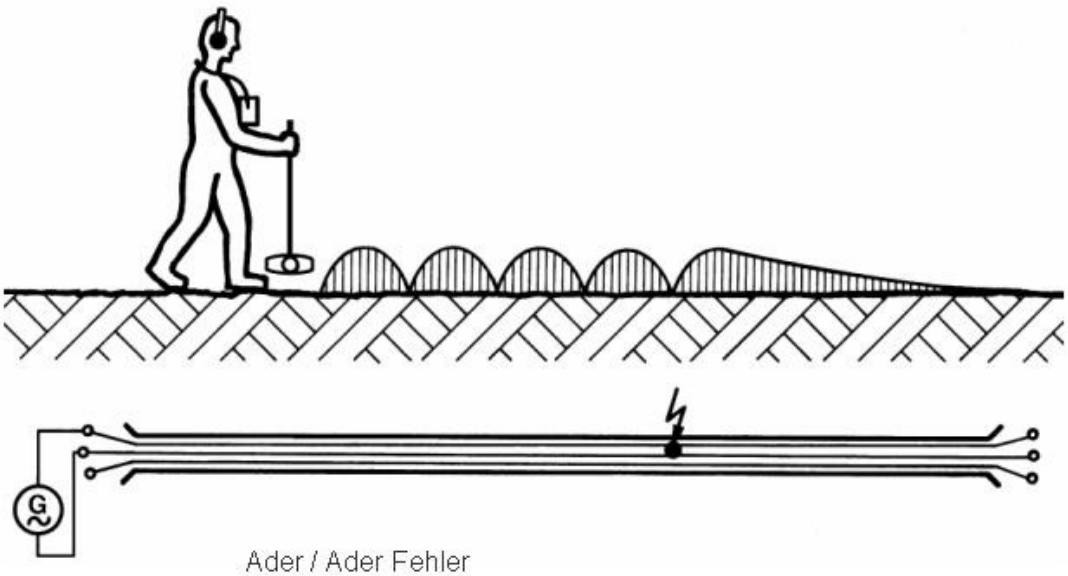
Schachtmessung: automatische Anzeige der Fehlerdistanz in Meter

Drallfeldortung

Drallfeldortung zur Lokalisierung von niederohmigen Aderschlüssen



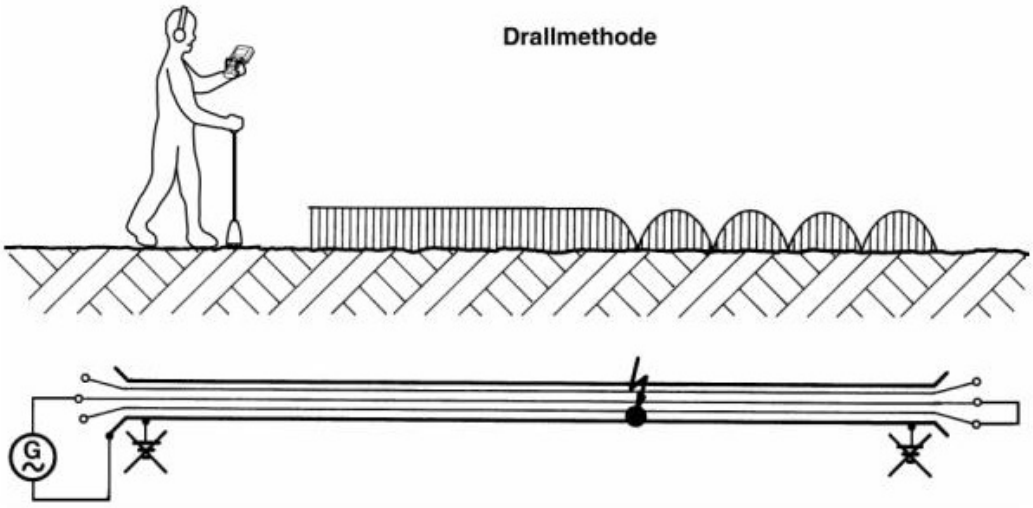
Drallfeldortung



Ader / Ader Fehler

Drallfeldortung

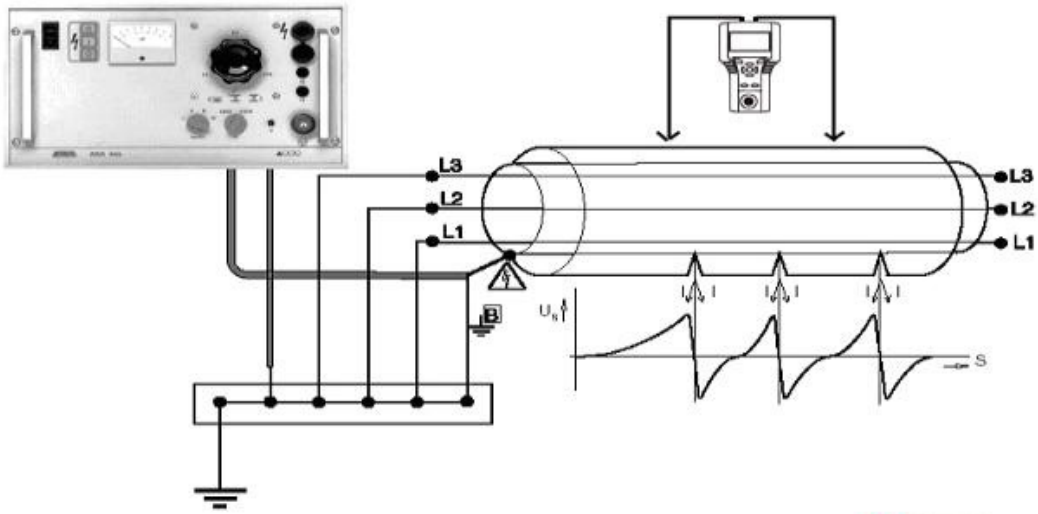
Drallmethode



Ader / Schirm Fehler

Mantelfehlerortung

Schrittspannungsmethode zur
Lokalisierung von erdfühligen Fehlern



Kabelfehler

Kabelfehler

Foto: Gasenzer AG
Hinwil

Kabelfehler

Foto: Gasenzer AG
Hinwil

© BAUR Prüf- und Messtechnik GmbH 10/2004 Cable Fault Location Manfred J Bawart

Kabelfehler

Foto: Gasenzer AG
Hinwil

Kabelfehler

Foto: Gasenzer AG
Hinwil

© BAUR Prüf- und Messtechnik GmbH 10/2004 Cable Fault Location Manfred J Bawart

Kabelfehler

Foto: Gasenzer AG
Hinwil

Auswirkungen starr geerdetes Netz / gelöschtes Netz

Bei **starr geerdetem Mittelspannungsnetz** ist eine schnelle Abschaltung gewährleistet. Dadurch bleibt die Fehlerstelle unbehandelt. Die Kabelfehler sind meist hochohmig oder intermittierend. Die modernen Vorortungsmethoden finden Verwendung. Der unbehandelte Stossfehler lässt sich anschliessend meist problemlos mit der Schallortungsmethode punktgenau orten.

Im **gelöschten Netz** bleibt der Fehlerstrom durchwegs über einen längeren Zeitraum stehen. Abhängig von Fehlerstrom, Einwirkdauer und Art des Isoliermaterials wird die Fehlerstelle eingebrannt. Benachbarte Kabel werden fallweise auch beschädigt. Die 2 gesunden Leiter werden mit höherer Spannung betrieben (verkettete Spannung).

Die **Vorortung** bei niederohmschem Fehlerwiderstand wird üblicherweise mit der Impulsreflexionsmethode durchgeführt.

Die **Nachortung** gestaltet sich meist schwieriger. Durch den eingebrannten Kabelfehler ist die Schallortung meist nicht zielführend. Entsprechend den Möglichkeiten wird die Drallmethode sowie die Schrittspannungsmethode eingesetzt.

Vorbeugende Massnahmen

Kabelprüfung

Die Kabelprüfung gibt Auskunft über die **momentane Spannungsfestigkeit** der schwächsten Stelle in der Kabelanlage.

Sie wird nach einer Neuverlegung, nach Reparaturen und zum Nachweis der Betriebstüchtigkeit bei betriebsgealterten Kabeln durchgeführt.

reine **“ ja / nein ” - Aussage**.

Vorbeugende Massnahmen

Kabelprüfung nach DIN VDE 0276-620

VPE Kabel Teil 5 und Teil 6
Prüfwechselspannung 45-65 Hz 2Uo 60 min
Prüfwechselspannung 0,1 Hz 3Uo 60 min
Die DIN VDE 0276-620 entspricht der CENELEC HD 620 S1

Kabelprüfung nach DIN VDE 0276-621

Kabel mit getränkter Papierisolierung
Prüfwechselspannung 45-65 Hz 2Uo 30 min / 60 min
Prüfwechselspannung 0,1 Hz 3Uo 30 min / 60min
Prüfgleichspannung lt. Tabelle (nicht für Mischkabel)
Die DIN VDE 0276-621 entspricht der CENELEC HD 621 S1

Vorbeugende Massnahmen

➡ **Mantelprüfung bei Kunststoffkabeln nach DIN VDE 0276-620**

Prüfspannung PE - Mantel 5 kV
PVC - Mantel 3 kV

Die DIN VDE 0276-620 entspricht der CENELEC HD 620 S1

➡ **Kabeldiagnose TD PD**

Kabeldiagnose TD PD

➡ **Verlustfaktormessung bei 0,1 Hz Sinusspannung**

Die Verlustfaktormessung Tan Delta bei 0,1 Hz zeigt den **globalen Alterungszustand** des Energiekabels sowie Feuchtigkeitseintritte in Muffen an.

➡ **Teilentladungsmesstechnik**

Die **Teilentladungsmesstechnik** ergänzt Prüfung und dielektrische Diagnose. Sie gibt Informationen über:

TE Pegel
TE Häufigkeit
TE Einsetzspannung
TE Fehlerort

Anwendung von VLF TE Kabeldiagnose

- Vorortung von TE behafteten Muffen
- Vorortung von TE behafteten Endgarnituren
- Vorortung von electrical trees in VPE Kabeln
- TE Messung und Ortung in Papier Masse Kabeln
- Vorort Prüfung und Abnahme von neuen und gealterten Kabeln

Kabeldiagnose Anschluss des Messwagens

Kabeldiagnose Anschluss des Messkabels

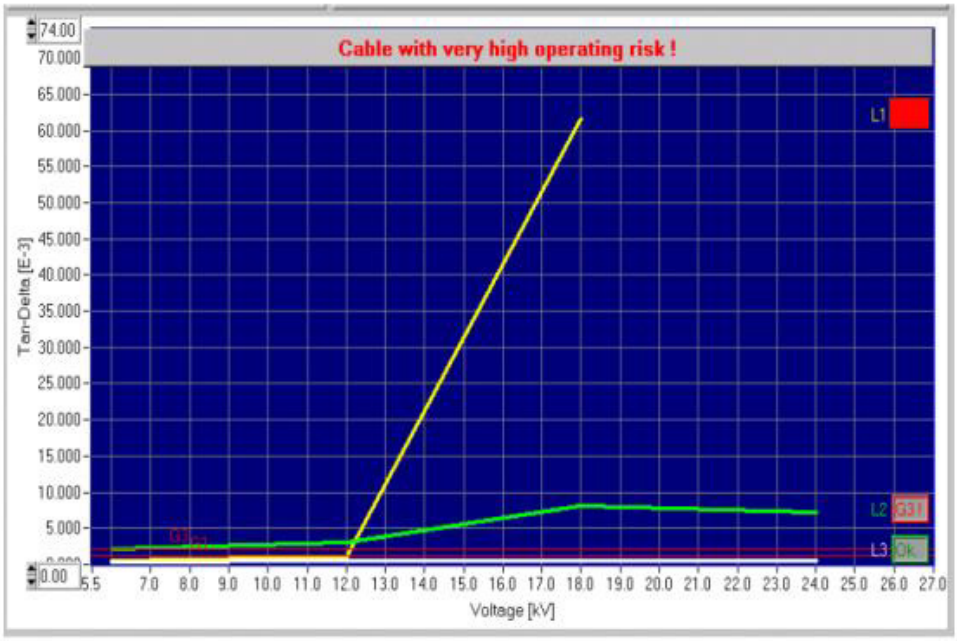
Kabeldiagnose Anschluss in der Station

TE Kalibrierung

Tangens Delta Messergebnis

VPE Kabel

Durchschlag bei 3Uo



Tangens Delta Messergebnis

VPE Kabel

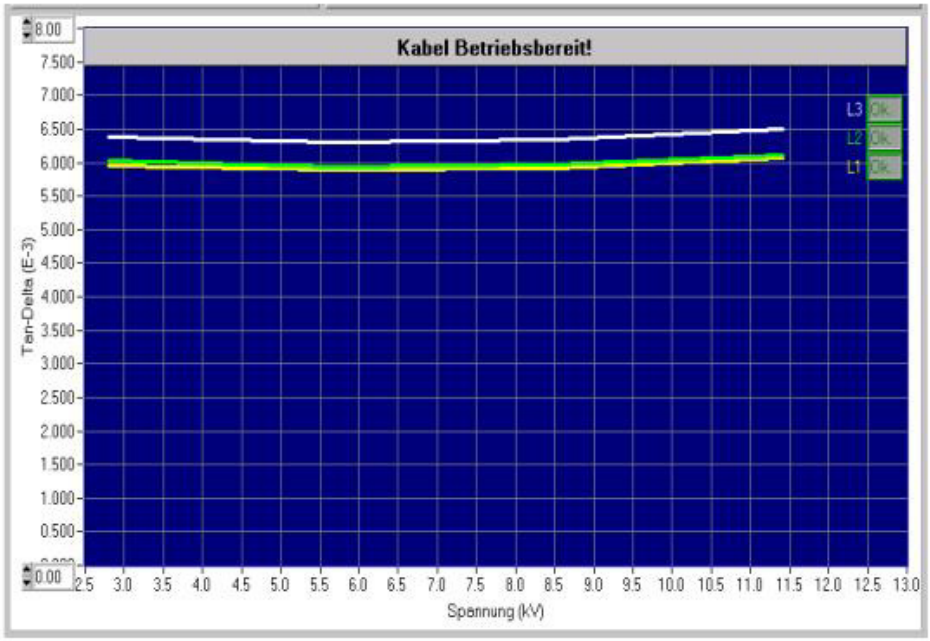
9 Jahre alt

Durchschlag bei 3Uo nach 2 min

Tangens Delta Messergebnis

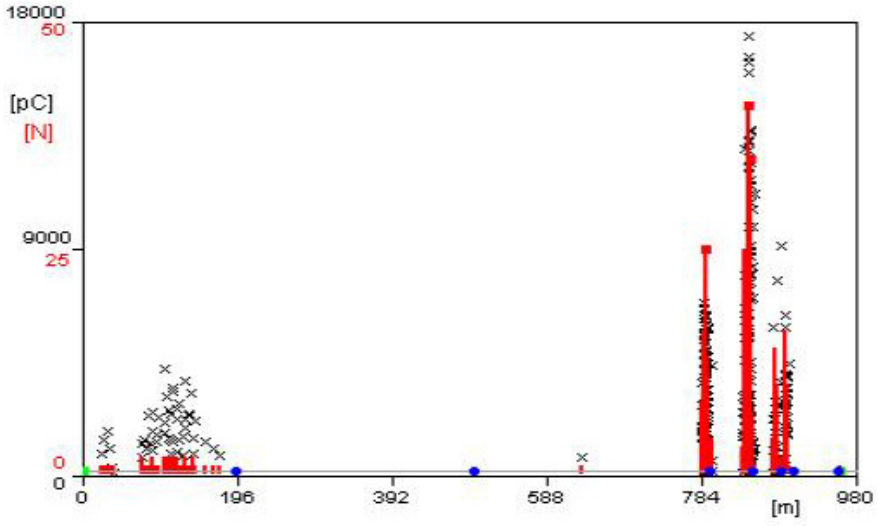
Papier
Massekabel

Bj. 1959



Teilentladungsmessung

Papier
Massekabel

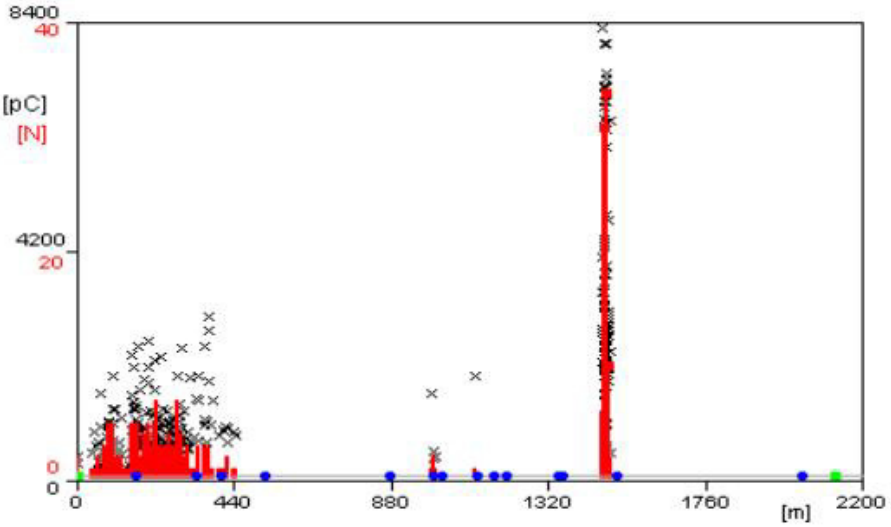


TE Lokalisierung Kabellänge: 959 m Muffen mit TE Fehler

Teilentladungsmessung

Papier
Massekabel

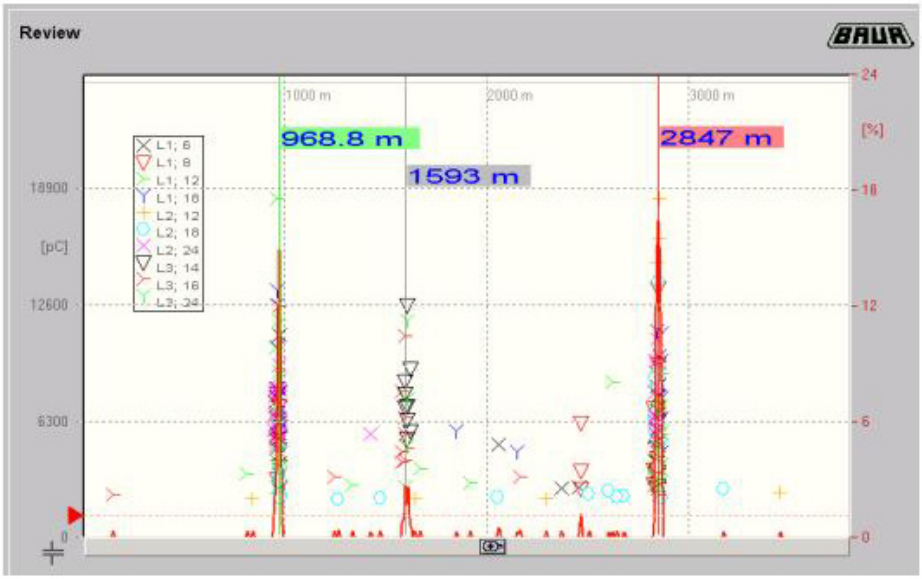
4 Monate vor
Durchschlag



TE Lokalisierung Kabellänge: 2126 m TE Fehler im Kabel

Teilentladungsmessung

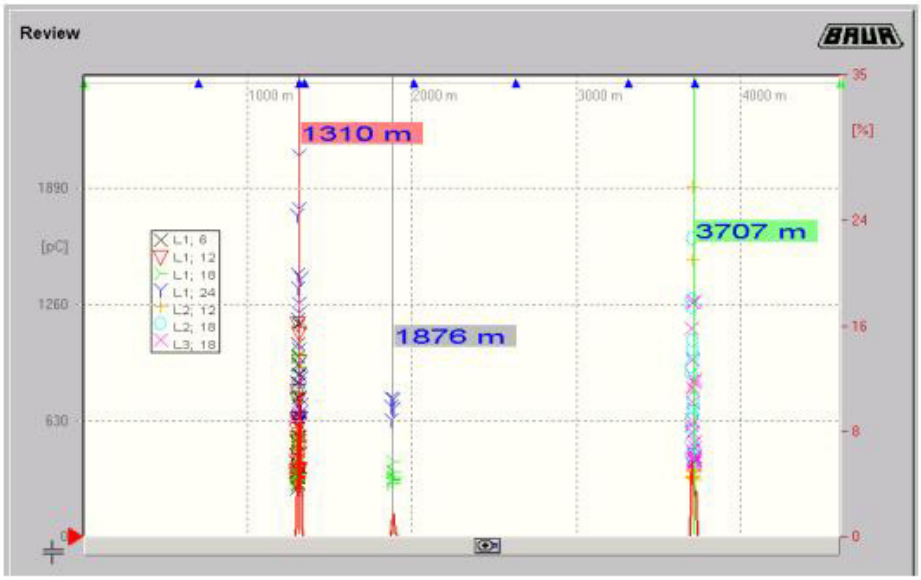
Papier
Massekabel



TE Lokalisierung Kabellänge: 3800 m Muffen mit TE Fehler

Teilentladungsmessung

VPE Kabel



TE Lokalisierung Kabellänge: 4600 m Muffen mit TE Fehler

Modernstes Fehlerortungssystem mit integrierter VLF Kabeldiagnose bis 80 kV

Teilnehmerverzeichnis

Abächerli	Peter	Regionalwerke AG Baden	Baden
Aebersold	Andreas	NSE GmbH	Wohlen
Aeschbach	Bruno	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Amrein	Franz	Centralschweizerische Kraftwerke	Luzern
Arlati	Marcel	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Aschwanden	Thomas	BKW FMB Energie AG	Bern 25
Bachmann	Christian	AEW Energie AG	Aarau
Bader	Marcel	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Baer	Pascal	Services industriels de Genève	Genève 2
Barelli	Giorgio	Officine Idroelettriche della Maggia SA	Locarno
Barré	Pierre-André	Siemens Suisse SA	Renens
Baumgartner	Hans	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Baumgartner	Richard	Regionalwerke AG Baden	Baden
Bawart	Manfred J.	BAUR Prüf- und Messtechnik GmbH	Sulz
Bernardo	Salvatore	Eidg. Starkstrominspektorat	Fehraltorf
Bianchetti	Luca	Officine Idroelettriche della Maggia SA	Locarno
Biella	Enrico	Società Elettrica Sopracenerina (SES)	Locarno
Biolley	Claude	Nexans Suisse SA	Cortaillod
Bissat	Olivier	Services Industriels de Genève	Genève 2
Blanchard	Pierre-André	Siemens Suisse SA	Renens
Blaser	Philippe	Nexans Suisse SA	Cortaillod
Bleuel	Walter	Industrielle Werke Basel	Basel
Bohl	Jakob	Elektrizitäts- und Wasserwerk	Wettingen
Borcard	Olivier	Service de l'électricité de la ville de Lausanne	Lausanne 9
Brechna	Habibo		Stäfa
Büttler	Roland	Atel Netz AG	Olten
Burgener	Hans-Peter	Nexans Suisse SA	Cortaillod
Burger	Uwe	Chestonag Automation AG	Seengen
Burkart	Edgar	Gemeindewerke Arth	Arth
Busarello	Luigi	BCP Busarello+Cott+Partner AG	Erlenbach
Caduff	Casper	Rätia Energie Klosters AG	Klosters
Castelli	Giovanni	AEW ENERGIE AG	Aarau
Casutt	Otto	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Costa	Giuseppe Pino	Starkstrom-Gerätebau GmbH	Zürich
Der Houhanessian	Vahe	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Doessegger	Hugo	Regionalwerke AG Baden	Baden
Donatsch	Peter	Centralschweizerische Kraftwerke	Luzern
Dornbierer	Gerhard	Werke Rheineck Elektrizitäts- und Wasserversorgung	Rheineck
Dutoit	Jacques	Electricité Neuchâteloise SA	Corcelles
Egger	Brigitte	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Eheim	Marcel	Regio Energie Solothurn	Solothurn
Favrod	Cédric	Ecole d'Ingénieurs du Canton de Vaud (EIVD) Institut IESE	Yverdon-les-Bains
Fessler	Peter	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Flury	Christian	Onyx Energie Netze	Langenthal
Forg	Richard	Lechwerke Augsburg AG	Augsburg
Frey	Peter	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Friedrich	Roman	Städtische Werke Winterthur (StWW)	Winterthur
Fuhrer	Urs	Eidg. Starkstrominspektorat	Fehraltorf

Gabi	Oskar	BKW FMB Energie AG	Gstaad
Galli	Daniel	AEK Energie AG	Solothurn
Geissbühler	Ulrich	Onyx Energie Netze	Langenthal
Gerber	Werner	Onyx Energie Netze	Langenthal
Giovannacci	Flavio	Officine Idroelettriche della Maggia SA	Locarno
Girod	Jean-Pierre	IBAarau Strom AG	Aarau
Giudici	Cesare	Aziende Industriali Lugano SA	Muzzano
Glanzmann	Gabriela	ETH Zürich Elektr. Energieübertragungs-und Hochspannungst.	Zürich
Göldi	Jürg	Wasser- & Elektrizitätswerk der Gemeinde Buchs, EWB	Buchs
Gramm	Bernhard	Wasserwerke Zug AG	Zug
Grangier	Michel	Entreprises Electriques Fribourgeoises	Posieux
Gremaud	Patrice	Entreprises Electriques Fribourgeoises	Posieux
Gross	Heinz	Engadiner Kraftwerke AG	Zernez
Grossmann	Paul	Regio Energie Solothurn	Solothurn
Guscetti	Charly	Società Elettrica Sopracenerina (SES)	Locarno
Gut	Markus	EBM Netz AG	Münchenstein
Gwerder	Franz	Centralschweizerische Kraftwerke	Luzern
Hacksteiner	Markus	Gemeindebetriebe Windisch Elektrizitäts- und Wasserwerk	Windisch
Häberli	Hans-Peter	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Hässig	Martin	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Hak	Jaromir	Industrielle Werke Basel	Basel
Handschin	Edmund	Universität Dortmund	Dortmund
Hascher	Edwin	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Hasler	Stefan	Stadt Altstätten / Elektrizitätswerk	Altstätten
Heiz	Roland	Sankt Galler Stadtwerke	St. Gallen
Heizmann	Thomas	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Chez-le-Bart
Hischier	Kurt	Forces motrices Valaisannes SA (FMV)	Chippis
Hösli	Martin	IBB Strom AG	Brugg
Hofstetter	Martin	ewz Verteilnetz	Zürich
Honegger	Albert	EW Wald AG	Wald
Horner	Heinz	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Hribernik	Wolfgang	ETH Zürich High Voltage Laboratory	Zürich
Hug	Mario	Centralschweizerische Kraftwerke	Luzern
Hugentobler	Paul	AEW Energie AG	Aarau
Hurni	Jakob	Swisscom Fixnet AG Network Operations MPO	Bern
Imark	Thomas	Städtische Werke Winterthur (StWW)	Winterthur
Immer	Reto	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Isenegger	Andreas	EBM Netz AG	Münchenstein
Isler	Paul	Atel Netz AG	Olten
Jäger	Kurt	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Jäggi	Urs	AEK Energie AG	Solothurn
Jauch	Werner	Centralschweizerische Kraftwerke	Luzern
Jauslin	Hanspeter	EBM Netz AG	Münchenstein
Jenni	Werner		Windisch
Joye	Patrick	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Keller	Paul	Eidg. Starkstrominspektorat	Fehraltorf
Kiser	Erwin	Centralschweizerische Kraftwerke	Luzern
Knab	Hans-Josef	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Köppl	Georg	Köppl Power Experts	Wettingen
Krüttli	Paul	Regionalwerke AG Baden	Baden
Küng	Thomas	ABB Schweiz AG Utility Automation Systems	Baden
Kuhn	Martin	Paul Keller Ingenieurbüro AG	Dübendorf

Kuonen	Gerold	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Lanz	Marc	ZET Zimmerli Energie-Technik AG	Mühlethal
Lauper	Heinz	Centralschweizerische Kraftwerke	Luzern
Ledermann	Hans	ewl Energie Wasser Luzern Kabelnetz AG	Luzern
Lehner	Markus	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Lienhard	Beat	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Litscher	Stefan	Wasser- & Elektrizitätswerk der Gemeinde Buchs, EWB	Buchs
Lussenburg	Tom	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Luternauer	Hansruedi	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Marxer	Zeno	Liechtensteinische Kraftwerke	Schaan
Mathis	Peter	Schweizerische Bundesbahnen	Zollikofen
Mauchle	Urban	Elektrizitätswerk des Kantons Thurgau AG	Arbon
Meier	Rudolf	Elektrizitäts- und Wasserwerk	Wettingen
Meier	Daniel	IBW Technik AG	Wohlen
Mele	Adamo	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Metzger	Fridolin	EGL-Grid AG	Laufenburg
Miamo Nguekam	Jean Martial		Chavannes-près-Renens
Müller	Jörg	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Müller	Vitus	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Müntener	Fritz	Arosa Energie	Arosa
Muller	Pierre		Lausanne
Ormond	Pierre-André	Romande Energie SA	Morges 1
Palazzo	Martino	HYDRO-EXPLOITATION SA	Sion
Pauchard	Didier	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Peck	David	ABB Utility Automation Systems	Baden
Pezzotti	Manuel	NSE GmbH	Wohlen
Pitarella	Daniel	Romande Energie SA	Morges 1
Pochon	Antoine	Entreprises Electriques Fribourgeoises	Posieux
Providoli	Roger	RELL AG	Susten
Raas	Bruno	Siemens Schweiz AG	Zürich
Rahm	Rudolf	AEW Energie AG	Aarau
Rechsteiner	Christof	Technische Betriebe Flawil	Flawil 2
Riner	Markus	IBAarau Elektro AG	Aarau
Röthlisberger	Erhard	Atel Netz AG	Olten
Rohs	Arian	AEW Energie AG	Aarau
Rosser	Alexander	Nordostschweizerische Kraftwerke	Baden
Rümbeli	Hanspeter	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Sauvain	Hubert	Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg	Fribourg
Saxer	Peter	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Scerpella	Fiorenzo	Società Elettrica Sopracenerina (SES)	Locarno
Scheiber	Martin	Paul Keller Ingenieurbüro AG	Dübendorf
Scheuer	Thomas	Stationenbau AG	Villmergen
Schlotterbeck	Mike	EcoWatt Projects AG	Altendorf
Schmid	Patrik	AEW Energie AG	Aarau
Schmid	Roland	EcoWatt Projects AG	Altendorf
Schmid	Samuel	Paul Keller Ingenieurbüro AG	Dübendorf
Schmid	Adrian	Regionalwerke AG Baden	Baden
Schneeberger	Hans-Ulrich	Gemeindebetriebe Windisch Elektrizitäts- und Wasserwerk	Windisch
Schneider	Gerald	Wienstrom GmbH	Wien

Scholer	Andreas	EBM Netz AG	Münchenstein
Schreier	Edgar	StWZ Energie AG	Zofingen
Schröttenthaler	Marco	Rätia Energie Klosters AG	Klosters
Schwammberger	Adrian	AEW Energie AG	Aarau
Schwarz	Roland	IBB Strom AG	Brugg
Schwegler	Bruno	Wasserwerke Zug AG	Zug
Siepe	Markus	Städtische Werke Grenchen	Grenchen
Singer	Rolf	Elektrizitätswerk des Kantons Schaffhausen	Schaffhausen
Sonderegger	Gallus	Nordostschweizerische Kraftwerke	Baden
Spiller	Corsin	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Spirig	Friedrich	Atel Netz AG	Olten
Stalder	Urs	sbo Städtische Betriebe Olten	Olten
Stalder	Robert	Schweizerische Bundesbahnen	Zollikofen
Steimle	Martin	Arosa Energie	Arosa
Storf	Günther	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Stucki	Daniel	EW Lauterbrunnen	Lauterbrunnen
Studer	Christoph	Atel Netz AG	Olten
Suter	Paul	EBS Schwyz	Schwyz
Tâche	Andrè	Service de l'électricité de la ville de Lausanne	Lausanne
Taisch	A.	Industrielle Betriebe Chur	Chur
Tschopp	Bernhard	Gemeindewerke Küsnacht	Küsnacht
Varonier	Martin	Kraftwerk Dala AG	Susten
Veri	Marco	Aziende Industriali Lugano SA	Muzzano
Vogt	Peter	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Volland	Stefan	Liechtensteinische Kraftwerke	Schaan
Wacha	Gerhard	ABB Schweiz AG	Baden
Waeber	Sacha	Nexans Suisse SA	Cortaillod
Walser	Markus	EWD Elektrizitätswerk Davos AG	Davos
Wartmann	Bruno	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Weber	Hans-Jürg	Eidgenössische Technische Hochschule Zürich	Zürich
Weiler	Gottlieb	AEW Energie AG	Aarau
Wenger	Urs	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Wicki	Stefan	Onyx Energie Netze	Langenthal
Wieland	Martin	Lechwerke Augsburg AG	Augsburg
Witschard	Daniel	HYDRO-EXPLOITATION SA	Sion
Wittinghofer	Helmut	StWZ Energie AG	Zofingen
Wyss	Hanspeter	Centralschweizerische Kraftwerke	Luzern
Zaengl	Walter S.		Dübendorf
Zimmerli	Roland	ZET Zimmerli Energie-Technik AG	Mühlethal

Referentenadressen

Abächerli	Peter	Regionalwerke AG Baden Haselstrasse 15 5401 Baden	peter.abaecherli@regionalwerke.ch Tel.: +41 56 200 22 22 dir.: +41 56 200 22 02 Fax: +41 56 200 22 99
Bawart	Manfred	BAUR Prüf- und Messtechnik Gmbh Raiffeisenstrasse 8 A-6832 Sulz	m.bawart@baur.at Tel.: +43 55 224941-0 Fax: +43 55 224941-3
Bissat	Olivier	Services Industriels de Genève Case postale 2777 1211 Genève 2	olivier.bissat@sig-ge.ch Tel.: +41 22 420 88 11 dir.: +41 22 420 83 61 Fax: +41 22 420 95 80
Busarello, Dr.	Luigi	BCP Busarello+Cott+Partner AG Bahnhofstrasse 40 8703 Erlenbach	bc@neplan.ch Tel.: +41 1 914 36 66 Fax: +41 1 991 19 71
Castelli, Dr.	Giovanni	AEW ENERGIE AG Obere Vorstadt 40 5001 Aarau	giovanni.castelli@aew.ch Tel.: +41 62 834 21 11 dir.: +41 62 834 23 88 Fax: +41 62 834 21 12
Handschin Prof. Dr.	Edmund	Universität Dortmund Emil-Figge-Strase 70 D-44227 Dortmund	edmund.handschin@udo.edu Tel.: +49 2317552395 Fax: +49 2317552694
Köppl	Georg	Köppl Power Experts Landstrasse 113 5430 Wettingen	gskoeppl@bluewin.ch Tel.: +41 56 430 25 65 Fax: +41 56 430 25 66
Küng	Thomas	ABB Schweiz AG Bruggerstrasse 72 5401 Baden	thomas.kueng@ch.abb.com Tel.: +41 58 585 77 44 dir.: +41 58 585 48 05 Fax: +41 58 585 35 82
Luternauer	Hansruedi	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich Tramstrasse 35 8050 Zürich	hansruedi.luternauer@ewz.stzh.ch Tel.: +41 1 319 41 11 dir.: +41 1 319 43 41 Fax: +41 1 319 41 78
Schmid, Dr.	Roland	EcoWatt Projects AG Tiergartenstrasse 16 8852 Altendorf	r.schmid@ewpag.ch Tel.: +41 55 451 20 82 Fax: +41 55 451 20 88
Schmid	Adrian	Regionalwerke AG Baden Haselstrasse 15 5400 Baden	adrian.schmid@regionalwerke.ch Tel.: +41 56 200 22 22 dir.: +41 56 200 22 03 Fax: +41 56 200 94 00
Storf	Günther	Fachkommission für Hochspannungsfragen Voltastrasse 9 8044 Zürich	storf@fkh.ch Tel.: +41 44 253 62 62 dir.: +41 44 253 62 67 Fax: +41 44 253 62 60