

ERFAHRUNGSBERICHT ZU LEITUNGSMITFÜHRUNGEN AUF HÖCHSTSPANNUNGSMASTEN

Walter HIPPI¹, Oliver SKRBINJEK², Manfred KRASNITZER¹, Franz STREMPFL¹

¹Stromnetz Steiermark GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, +43(0)316-90555-52714
walter.hipp@stromnetzsteiermark.at, <http://www.stromnetzsteiermark.at/>

²Steweag-Steg GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, +43(0)316-9000-53805,
oliver.skrbinjek@e-steiermark.com, <http://www.e-steiermark.com/>

Kurzfassung und Ergebnisse:

Im Zuge des massiven Ausbaus der erneuerbaren Energie wird es immer wichtiger, die Übertragungsnetze zu verstärken bzw. auszubauen. Da der Leitungsbau häufig auf großen Widerstand in der Bevölkerung stößt, ist es oft erforderlich, Synergien, wie z.B. die Mitführung von 110-kV-Leitungen am Höchstspannungsmast einzugehen, um solche Projekte durchsetzen zu können. Am Beispiel der 110-kV Mitführungen der Stromnetz Steiermark GmbH auf den Masten der 380-kV Steiermarkleitung der APG soll in diesem Paper aufgezeigt werden, welche technischen Details zu berücksichtigen sind, um einen reibungslosen Betrieb gewährleisten zu können.

Durch die kapazitive Beeinflussung kann die Funktion der automatischen Löschkolenregelung so beeinträchtigt werden, dass kein zulässiger Betriebszustand (Löschkolengrenze) möglich ist. Dies lässt sich einerseits durch Symmetrierung der beeinflussenden Leitung entlang der Beeinflussungsstrecke, bzw. durch den Einbau von symmetrierenden Steuerkondensatoren an der beeinflussten Leitung vermeiden.

Probleme bei der Synchroncheckfunktion des Leistungsleistungsschalters auf Grund zu hoher Beeinflussungsspannung, sowie Ferroresonanzschwingungen am Leitungsspannungswandler im Falle einer leerlaufenden, beeinflussten Leitung können ebenso durch den Einbau von Steuerkondensatoren beseitigt werden.

Induzierte Kreisströme bei Kurzschlüssen im Beeinflussenden System stellen bei Verwendung digitaler Schutzgeräte kein Problem dar.

Induzierte Erdschleifenströme bei beidseitig geerdeter, beeinflusster Leitung können nur durch symmetrische, zyklische Verdrillung des beeinflussenden Systems (380kV) beseitigt werden. Durch symmetrische, zyklische Verdrillung des beeinflussten Systems (110kV) können die Erdschleifenströme auf nur etwa ein Drittel reduziert werden.

Keywords: Induktive Beeinflussung, Kapazitive Beeinflussung, Ferroresonanzschwingungen, Kippschwingungen, Mitführung, Koppelimpedanzmatrix, Kapazitätskoeffizientenmatrix, Potentialkoeffizientenmatrix, Steuerkondensator

1 Allgemeine Grundlagen

1.1 Induktive Kopplung

Um die Auswirkungen der induktiven Beeinflussung ermitteln zu können, muss zuerst die induktive Kopplung der betroffenen (beeinflussenden, beeinflussten) Systeme ermittelt werden. Diese Kopplung wird durch die Koppelimpedanzmatrix (Gl. 1) ausgedrückt [1].

$\underline{\mathbf{Z}} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \dots & -\underline{Z}_{1j} & \dots & -\underline{Z}_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -\underline{Z}_{i1} & \dots & \underline{Z}_{ij} & \dots & -\underline{Z}_{iN} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -\underline{Z}_{N1} & \dots & -\underline{Z}_{Nj} & \dots & \underline{Z}_{NN} \end{bmatrix}$	Gl. 1
---	-------

$\underline{\mathbf{Z}}$ Koppelimpedanzmatrix
 N Anzahl der Leiterseile inklusive Erdseil
 i, j Index der einzelnen Leiterseile $i = 1..N, j = 1..N$

Zur Ermittlung der einzelnen Impedanzen der Impedanzmatrix werden folgende 2 Gleichungen angewandt (Skineneffekt ist nicht berücksichtigt):

$\underline{Z}_{ii} = r_e - \Delta_{ii} + r_i + j \cdot (x_{ii} + \Delta_{ii} + x_i)$	Gl. 2
$\underline{Z}_{ij} = r_e - \Delta_{ij} + j \cdot (x_{ij} + \Delta_{ij})$	Gl. 3

r_i Längswiderstand des Leiters in Ω/km
 r_e Erdwiderstand in Ω/km
 Δ_{ii}, Δ_{ij} Höhenkorrektur in Ω/km
 x_{ii} Selbstreaktanz in Ω/km
 x_{ij} Gegenreaktanz in Ω/km

Da in der Koppelimpedanzmatrix auch alle Erdseile enthalten sind, welche am bekannten Potential von 0 V liegen, können diese für weitere Betrachtungen durch die Erdseilreduktion mit Gl. 4 reduziert werden.

$\underline{\mathbf{Z}}_{\text{red}} = \underline{\mathbf{Z}}_{11} - \underline{\mathbf{Z}}_{12} \cdot \underline{\mathbf{Z}}_{22}^{(-1)} \cdot \underline{\mathbf{Z}}_{21}$	Gl. 4
--	-------

Anmerkung: Im Weiteren handelt es sich bei $\underline{\mathbf{Z}}$ immer um die reduzierte Impedanzmatrix $\underline{\mathbf{Z}}_{\text{red}}$!

1.2 Kapazitive Kopplung

Zur Ermittlung der Kapazitiven Kopplung kann mittels Potentialkoeffizientenmatrix (Gl. 5) durch Inversion die Kapazitätskoeffizientenmatrix (Gl. 6) bestimmt werden [1].

$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} P_{11} & \dots & P_{1i} & \dots & P_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{j1} & \dots & P_{ji} & \dots & P_{jN} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{N1} & \dots & P_{Ni} & \dots & P_{NN} \end{bmatrix}$	Gl. 5
$\mathbf{C} = \mathbf{P}^{-1} = \begin{bmatrix} C_{11} & \dots & -C_{1i} & \dots & -C_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -C_{j1} & \dots & C_{ji} & \dots & -C_{jN} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -C_{N1} & \dots & -C_{Ni} & \dots & C_{NN} \end{bmatrix}$	Gl. 6
$P_{ii} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \ln \left(\frac{2 \cdot h_i}{R_i} \right)$	Gl. 7
$P_{ij} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \ln \left(\frac{D_{ij}}{d_{ij}} \right)$	Gl. 8

- P** Potentialkoeffizientenmatrix
C Kapazitätskoeffizientenmatrix
N Anzahl der Leiterseile inklusive Erdseil
i, j Index der einzelnen Leiterseile $i = 1..N, j=1..N$
 ϵ_0 Dielektrizitätskonstante $8,8543 \cdot 10^{-9}$ F/km
 h_i mittlere Höhe des Leiters *i, j* über dem Erdboden
 R_i Radius des Leiterseils *i* in m (bei Bündelleiter ist $R_{iB} = \sqrt[n]{R_i \cdot n \cdot R_B^{(n-1)}}$ mit n =Bündelleiteranzahl, R_B =Bündelradius einzusetzen)
 d_{ij} Abstand zwischen Leiter *i* und Leiter *j*
 D_{ij} Abstand zwischen Leiter *i* und Spiegelleiter *j*

Analog zur Impedanzmatrix kann auch die Potentialkoeffizientenmatrix um die Erdseile reduziert werden, um durch Inversion die reduzierte Kapazitätskoeffizientenmatrix zu erhalten.

$\mathbf{P}_{red} = \mathbf{P}_{11} - \mathbf{P}_{12} \cdot \mathbf{P}_{22}^{(-1)} \cdot \mathbf{P}_{21} = \mathbf{C}_{red}^{(-1)}$	Gl. 9
---	-------

Anmerkung: Im Weiteren handelt es sich bei **C** immer um die reduzierte Kapazitätskoeffizientenmatrix **C_{red}**!

2 Beeinflussungserscheinungen

In den folgenden Kapiteln ist jeweils davon auszugehen, dass es sich beim beeinflussenden System um eine 380-kV Leitung, und bei der beeinflussten Leitung um ein 110-kV System handelt. In Abbildung 1 ist ein Beispiel für ein Mastkopfbild und für eine mögliche Verdrillung entlang der Mitführung dargestellt. In diesem Fall wird in der Mitte eines 380-kV Mastes für zwei 380-kV Systeme ein weiteres 110-kV System mitgeführt. Anhand dieses Beispiels werden im Folgenden die einzelnen Phänomene berechnet und dargestellt.

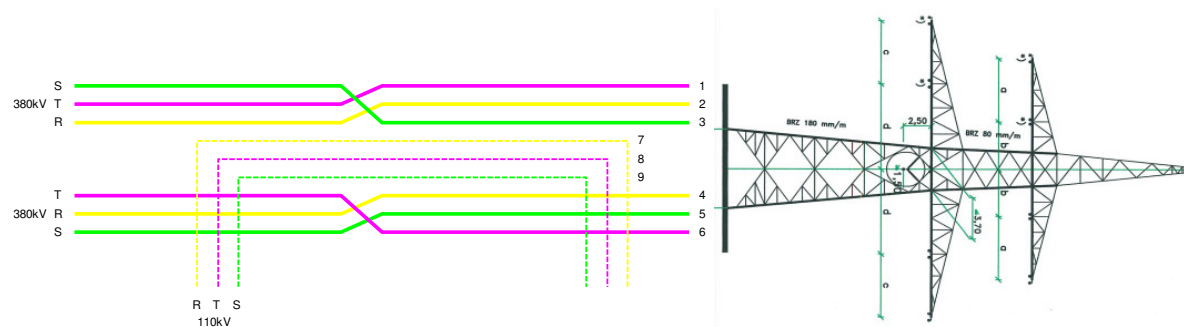


Abbildung 1: Verdrillungsplan und Mastgeometrie

2.1 Änderungen der Verlagerungsspannung bei gelöschten Netzen

Durch die kapazitive Kopplung der Systeme wird die Verlagerungsspannung in gelöschten betriebenen Netzen beeinflusst. Solche Änderungen der Verlagerungsspannung geschehen auch im Normalbetrieb durch Netzumschaltungen und werden in diesem Fall durch eine automatisch geregelte Löschspule dahingehend ausgeregelt, dass der Fehlerstrom an einer einpoligen Erdfehlerstelle 132 A nicht übersteigen kann und die ausgeregelte Verlagerungsspannung $< 4,9$ kV beträgt. Ebenso darf die Verlagerungsspannung im Resonanzpunkt 51 kV nicht überschreiten. Die kapazitive Beeinflussung kann bewirken, dass diese Grenzbedingungen nicht eingehalten werden können.

Um die Auswirkungen der Beeinflussung ermitteln zu können, ist es nötig, die Unsymmetrie des unbeeinflussten Netzes zu ermitteln. Dies könnte durch Anwendung der Gl. 6 über das gesamte Netzgebiet oder durch eine Messung erfolgen. Da bei Anwendung der Gl. 6 alle Leitungsabschnitte mit unterschiedlicher Mastgeometrie und Phasenandordnung sowie mit unterschiedlichem Leitungstyp erst einzeln berechnet und anschließend addiert werden müssen, ist dies eine sehr aufwendige Methode. Die einfachere und auch exaktere Methode ist mit Sicherheit die der Messung. Dazu muss in einem Löschspulen-Abstimmversuch Betrag und Richtung der Verlagerungsspannung \underline{U}_{ENres} im Resonanzpunkt des bestehenden Netzes gemessen werden, damit anschließend der bestehende Unsymmetriestrom mit Gl. 13 berechnet werden kann.

$\underline{U}_{EN} = \frac{\Delta I_{110} + \Delta I_{380}}{I_C \cdot \sqrt{v^2 + d^2}} \cdot \frac{U_N}{\sqrt{3}}$	Gl. 10
$v = \frac{I_L - I_C}{I_C}$	Gl. 11

$d = \frac{I_R}{I_C}$	d messtechnisch ermittelt: d = 0,016	Gl. 12
$\underline{\Delta I}_{110} = \frac{U_{ENres} \cdot d \cdot \sqrt{3}}{U_N} \cdot I_C$	U_{ENres} aus Abstimmversuchen	Gl. 13
$\begin{bmatrix} \underline{I}_{380kV} \\ \underline{I}_{110kV} \end{bmatrix} = j \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot \underline{C} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{380kV} \\ \underline{U}_{110kV} \end{bmatrix}$		Gl. 14
$\underline{\Delta I}_{380} = \sum \underline{I}_{110kV}$		Gl. 15

- U_{EN} berechnete Verlagerungsspannung
- U_N Nennspannung des 110-kV-Netzes (110.000 V)
- v Verstimmung des Netzes
- $\underline{\Delta I}_{110}$ Unsymmetriestrom des bestehenden Netzes ohne Mitführung
- I_L Strom aller Löschspulen im Netz
- I_C kapazitiver Erdschlussstrom
- I_R Reststrom
- U_{ENres} Verlagerungsspannung im Resonanzpunkt
- C** Kapazitätskoeffizientenmatrix der Mitführung (ergibt sich aus dem Mastkopfbild und anschließender Erseilreduktion)
- \underline{U}_{380kV} Spannungsvektor der zwei 380-kV Systeme
- \underline{U}_{110kV} Spannungsvektor des 110-kV-Systems
- $\underline{\Delta I}_{380}$ Unsymmetriestrom durch die kapazitive Beeinflussung der Mitführung

Der Unsymmetriestrom der Beeinflussung kann mit Gl. 14 und Gl. 15 berechnet werden. Dabei ist auch zu beachten, dass die Kapazitätskoeffizientenmatrizen für jeden Teilabschnitt der Mitführung berechnet und anschließend addiert werden müssen. Mit diesen Ergebnissen kann die resultierende Resonanzkurve mittels Gl. 10 berechnet und wie in Abbildung 2 dargestellt werden. In dieser Abbildung ist ersichtlich, dass die Spannung beim beeinflussten Netz im Resonanzpunkt 51 kV überschreitet, und dass der nötige Über(Unter)-Kompensationsstrom für eine Verlagerungsspannung < 4,7 kV größer 132 A ist. In diesem Fall wären also Maßnahmen nötig.

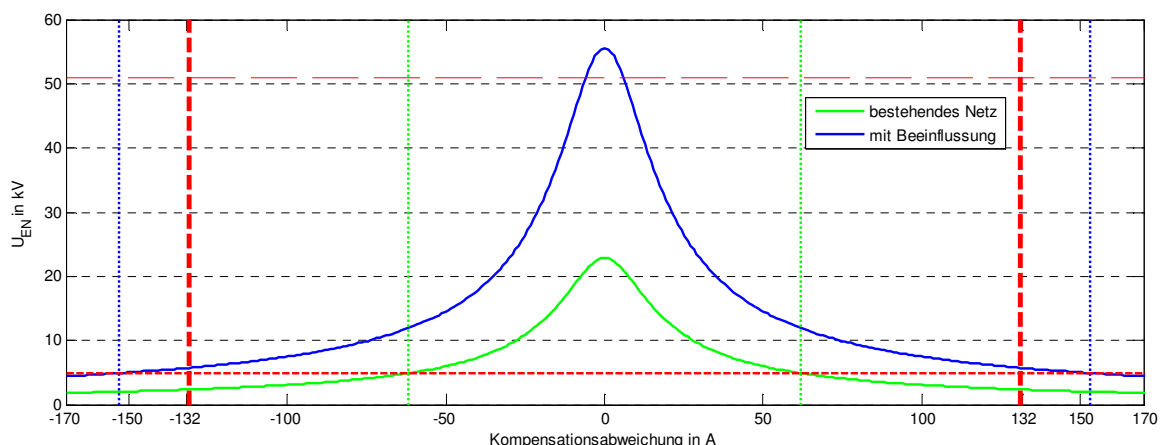


Abbildung 2: Resonanzkurve der Verlagerungsspannung

Für eine Abschätzung der maximal möglichen Unsymmetrie kann aus den Grenzwerten für die Verlagerungsspannung der maximal zulässige Betrag des gesamten Unsymmetriestroms $\underline{\Delta I}_{ges} = \underline{\Delta I}_{110} + \underline{\Delta I}_{380}$, welcher in Abbildung 3 für unterschiedliche Verstimmung über die Dämp-

fung aufgetragen ist, ermittelt werden. Es ist zu erkennen, dass z.B. bei einer Verstimmung von 10% und einer Dämpfung von 6% der Unsymmetriestrom 8,5 A nicht überschreiten darf.

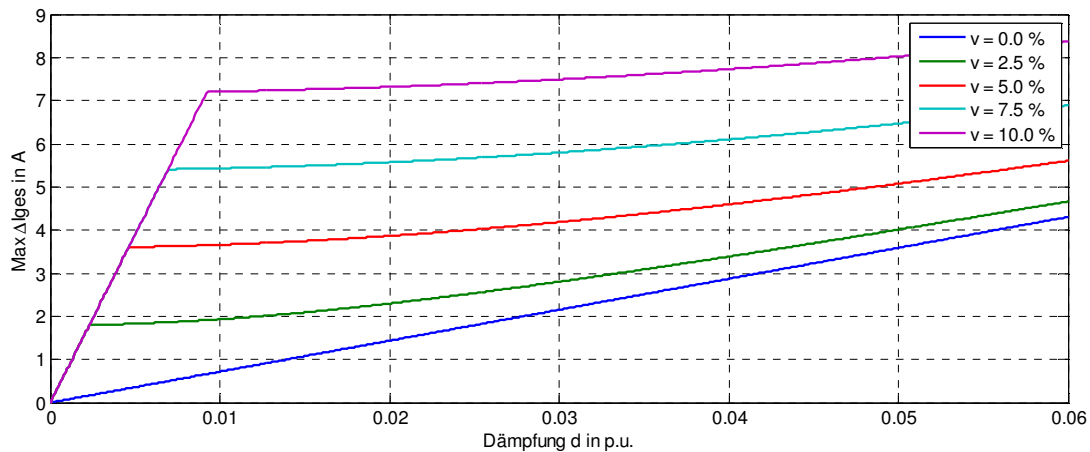


Abbildung 3: Grenzwerte des Unsymmetriestroms

In Abbildung 4 sind die Vektoren des Unsymmetriestroms aufgetragen. Der grüne und der blaue Vektor zeigen die Unsymmetrie des bestehenden Netzes bei zwei üblichen Schaltzuständen (SSG Südnetz, SSG Gesamtnetz). Die roten Vektoren ergeben sich durch Variation aller möglichen Phasenarrangierungen des 380-kV-Systems vor und nach dem Verdrillungspunkt nach Abbildung 1. Da es auch möglich ist, dass eines der beiden beeinflussenden Systeme außer Betrieb ist (jeweils leelaufend, einseitig oder beidseitig geerdet), müssen auch diese Fälle berechnet werden. Bei beidseitiger Erdung muss nur der jeweilige Teil des Spannungsvektors \underline{U}_{380} gleich Null gesetzt werden. Bei Leerlauf können die entsprechenden Zeilen oder Spalten der Matrizen und Vektoren einfach gestrichen werden, und bei einseitiger Erdung muss eine Hybridisierung der Gl. 14 durchgeführt werden.

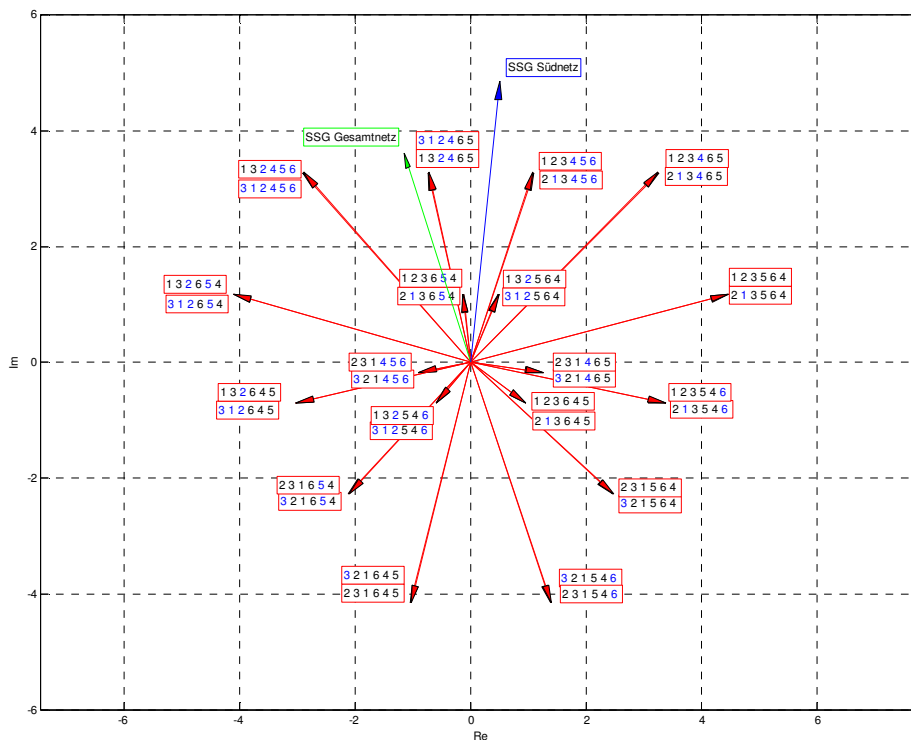


Abbildung 4: Vektoren des Unsymmetriestroms bei unterschiedlichen Phasenbelegungen

Es ist zu erkennen, dass es Phasenordnungen gibt, welche bezüglich Unsymmetrie vorteilhafter sind. Dabei ist jedoch zu bedenken, dass durch Änderung der Phasenordnung auch der Verlauf der magnetischen Flussdichte und der elektrischen Feldstärke quer zur Trassenrichtung (EMV) verändert wird. Um bei vorgegebener Phasenordnung eine Änderung der Unsymmetrie zu erreichen, ist es möglich, eine weitere zyklische Verdrillung im Bereich der Mitführung einzubringen. Diese muss dann außerhalb der Mitführung, oder am nächsten Portal eines Umspannwerks zurückgetauscht werden. Eine solche zusätzliche Verdrillung ist in Abbildung 5 dargestellt.

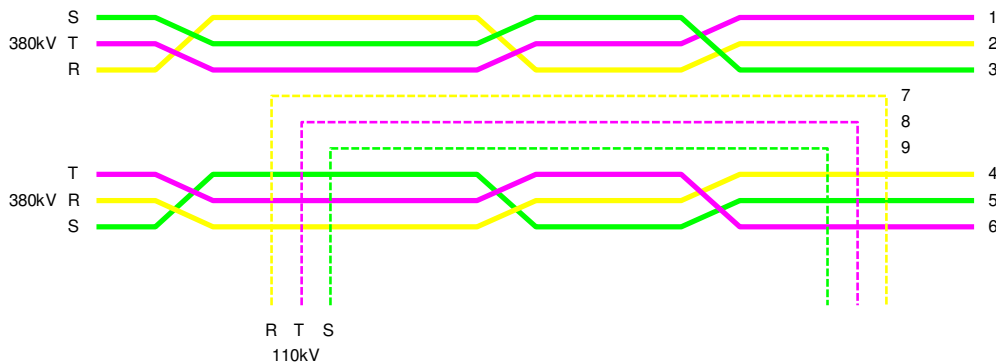


Abbildung 5: Zusätzliche Verdrillung entlang der Mitführung

Auf Grund der Tatsache, dass durch symmetrische Verdrillung der 380-kV-Systeme entlang der Mitführungsstrecke keine Beeinflussung stattfindet, ist dieser Fall anzustreben. In Realität lässt sich dies auf Grund der geografischen Lage und des Landschaftsbilds nicht leicht umsetzen, sodass immer eine Restbeeinflussung vorhanden sein wird, welche aber keine Probleme darstellen wird.

2.2 Synchroncheck des Leistungsschalters der mitgeführten Leitung

Wenn eine mitgeführte Leitung nach Abschaltung wieder ans Netz geschaltet werden soll, kann es, abhängig von der Höhe der kapazitiven Beeinflussung, dazu kommen, dass die Synchroncheckfunktion des Leistungsschalters, welche die Amplitude, die Frequenz und die Phasenlage der beeinflussten Spannung mit einer Referenzspannung vergleicht, eine Zuschaltung verweigert.

Die Synchroncheckfunktion erfolgt üblicher Weise im Abzweigschutzgerät des betroffenen Hochspannungsfelds und bewertet bzw. vergleicht das Gesamtsignal – es erfolgt keine Filterung des Mit-, Gegen- und Nullsystems – zumindest einer verketteten Spannung. Hierbei wird in Bezug auf die Gültigkeit der Messspannung zwischen 3 Zuständen mittels Spannungskriterium unterschieden:

- $U_{DEAD} > U_{LTG}$ Leitung ist ausgeschaltet („dead line“)
- $U_{DEAD} < U_{LTG} < U_{LIVE}$ Leitungszustand undefiniert (Graubereich)
- $U_{MAX} > U_{LTG} > U_{LIVE}$ Leitung ist eingeschaltet („live line“)

Für die Parameter U_{DEAD} , U_{LIVE} und U_{MAX} gelten üblicherweise nachfolgende Richtwerte:

- U_{DEAD} ca. 5-15% der primären Nennspannung
- U_{LIVE} ca. 85-90% der primären Nennspannung
- U_{MAX} ca. 110-115% der primären Nennspannung

Wenn entweder die Mess- oder die Referenzspannung als „ausgeschaltet“ deklariert wird, so kommt es unweigerlich zur Freigabe des betroffenen Leistungsschalters. Wenn sowohl die Mess- als auch die Referenzspannung als „eingeschaltet“ erkannt werden, so erfolgt eine Messung der Synchronität nach den Kriterien Amplituden-, Frequenz- und Phasengleichheit mit entsprechenden Toleranzpegeln und der Freigabe bei synchronen bzw. der Blockierung bei asynchronen Bedingungen.

Einen Ausnahmefall stellt der Graubereich dar, bei dem entweder die Mess- oder die Referenzspannung über dem Pegel für die Erkennung des Zustands „aus“ und gleichzeitig unter dem Pegel für die Erkennung des Zustands „ein“ liegt. Durch die kapazitive Beeinflussung von parallel geführten Leitungssystemen befindet sich die Messspannung zum Zeitpunkt der Zuschaltung, nach einer beidseitigen Freischaltung, in den meisten Fällen in diesem „Graubereich“ und die Synchroncheckfunktion blockiert.

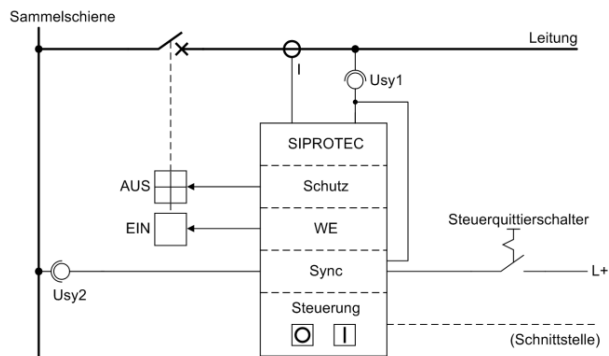


Abbildung 6: Schema einer Synchroncheckfunktion, Quelle: SIPROTEC, 7SA6, Handbuch

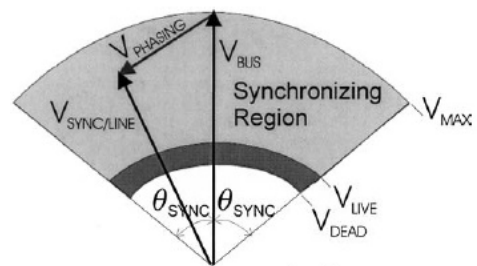


Abbildung 7: Synchroncheck Charakteristik, Quelle: Protective Relaying Theory and Applications, Walter A. Elmore

Um trotz Beeinflussung eine Wiedereinschaltung gewährleisten zu können ist es möglich den Synchroncheck über logische Verknüpfungen, welche gewährleisten, dass es sich um eine unbespannte Leitung handelt, zu umgehen. Dieser gegenseitige Informationsaustausch der Leistungsschalterstellung zwischen den beiden Leitungsenden muss für die Systemsicherheit mit einer Auflösung von einigen wenigen Millisekunden erfolgen. In der Praxis wird dies durch Wirkschnittstellen (direkte serielle Kommunikation über Lichtwellenleiterstrecke – herstellerabhängig, keine Normierung) oder Binärsignalübertragungstrecken (herstellerunabhängig) über asynchrone Kommunikationsnetzwerke der IT realisiert wobei bei letzterer Variante in Kombination mit einem Signalvergleichsverfahren ein Kanal einer gemeinsamen Kommunikationsverbindung genutzt werden kann. Dies ist jedoch nicht immer möglich, da die dafür notwendigen schnellen Signalverbindungen in vielen Fällen nicht vorhanden sind.

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, an der beeinflussten Leitung Steuerkondensatoren gegen Erde anzubringen, welche die beeinflusste Spannung auf ein gewünschtes Niveau

reduzieren können. Die Dimensionierung solcher Steuerkondensatoren ist im Folgenden beschrieben.

$\underline{Y} = j \cdot \omega \cdot C$	Gl. 16
$\begin{bmatrix} \Delta \underline{I}_{380kV} \\ \Delta \underline{I}_{110kV} \end{bmatrix} = \underline{Y} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{380kV} \\ \underline{U}_{110kV} \end{bmatrix}$	Gl. 17
$\begin{bmatrix} \Delta \underline{I}_{380kV} \\ \underline{U}_{110kV} \end{bmatrix} = \underline{H} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{380kV} \\ \Delta \underline{I}_{110kV} \end{bmatrix}$	Gl. 18
$\underline{H} = \begin{bmatrix} -\underline{Y}_{11} \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Y}_{22}^{(-1)} \cdot \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Y}_{22}^{(-1)} \\ -\underline{Y}_{22}^{(-1)} \cdot \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22}^{(-1)} \end{bmatrix}$	Gl. 19
Wegen leerlaufender Leitung ist $\Delta \underline{I}_{110} = 0$ und somit $\underline{U}_{110} = \left[-\underline{Y}_{22}^{(-1)} \cdot \underline{Y}_{21} \right] \cdot \underline{U}_{380}$	Gl. 20

- C** Kapazitätsmatrix (9x9) der Mitführung (ergibt sich aus dem Mastkopfbild und anschließender Erdseilreduktion)
Y Admittanzmatrix der kapazitiven Leitungskopplungen
H Hybridmatrix der kapazitiven Leitungskopplungen
 \underline{U}_{380kV} Spannungsvektor der 2 Systeme der 380-kV Leitung
 \underline{U}_{110kV} Spannungsvektor des leerlaufenden 110-kV Systems

$\underline{Y} = j \cdot \omega \cdot \begin{bmatrix} C_{11} & -C_{12} & -C_{13} & -C_{14} & -C_{15} & -C_{16} \\ -C_{21} & C_{22} & -C_{23} & -C_{24} & -C_{25} & -C_{26} \\ -C_{31} & -C_{32} & C_{33} & -C_{34} & -C_{35} & -C_{36} \\ -C_{41} & -C_{42} & -C_{43} & C_{44} & -C_{45} & -C_{46} \\ -C_{51} & -C_{52} & -C_{53} & -C_{54} & C_{55} & -C_{56} \\ -C_{61} & -C_{62} & -C_{63} & -C_{64} & -C_{65} & C_{66} \\ -C_{71} & -C_{72} & -C_{73} & -C_{74} & -C_{75} & -C_{76} \\ -C_{81} & -C_{82} & -C_{83} & -C_{84} & -C_{85} & -C_{86} \\ -C_{91} & -C_{92} & -C_{93} & -C_{94} & -C_{95} & -C_{96} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -C_{17} & -C_{18} & -C_{19} \\ -C_{27} & -C_{28} & -C_{29} \\ -C_{37} & -C_{38} & -C_{39} \\ -C_{47} & -C_{48} & -C_{49} \\ -C_{57} & -C_{58} & -C_{59} \\ -C_{67} & -C_{68} & -C_{69} \\ C_{77} + C_E & -C_{78} & -C_{79} \\ -C_{87} & C_{88} + C_E & -C_{89} \\ -C_{97} & -C_{98} & C_{99} + C_E \end{bmatrix}$	Gl. 21
---	--------

C_E Kapazität der zu dimensionierenden Steuerkondensatoren

Die anzubringenden Erdkapazitäten C_E sind in Gl. 21 in der Kapazitätskoeffizientenmatrix dargestellt. Somit lässt sich die beeinflusste Spannung in Abhängigkeit der Erdkapazitäten berechnen und wie in Abbildung 8 darstellen.

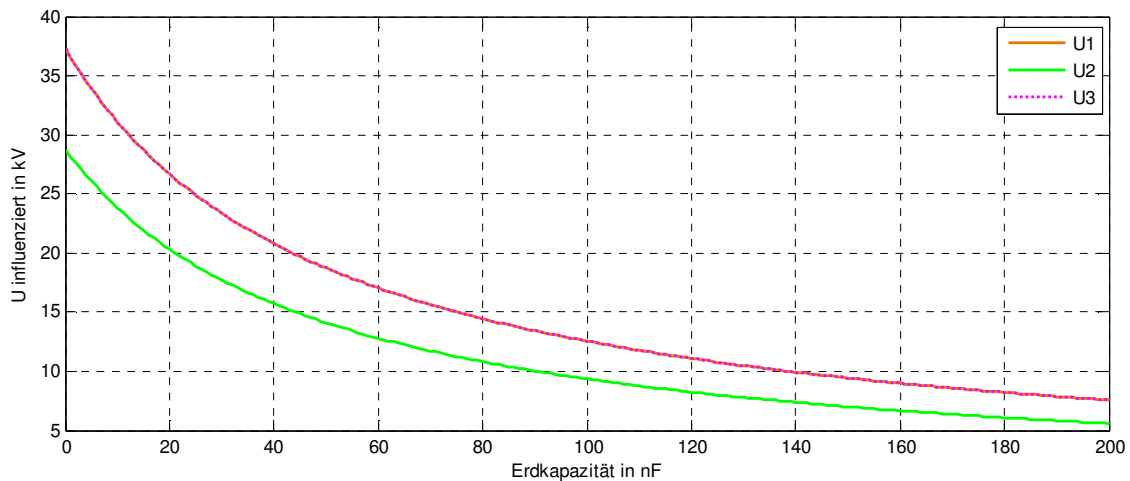


Abbildung 8: Influenzierte Spannung in Abhängigkeit der Erdkapazitäten C_E

Es zeigt sich, dass drei 110-kV Steuerkondensatoren à 140 nF die influenzierten Spannungen gegen Erde auf ein Niveau kleiner 10 kV absenken würden.

Durch Verwendung von Steuerkondensatoren unterschiedlicher Kapazität könnte auch die Unsymmetrie des 110-kV Netzes dahingehend angepasst werden, dass sie der influenzierten Unsymmetrie entgegenwirkt, und somit auf ein Maß reduziert, dass ein ordnungsgemäßer Betrieb möglich ist. Dadurch könnten auch längere Mitführungsabschnitte ohne Verdrillung des beeinflussenden Systems realisiert werden (siehe Kap. 2.1). In

Abbildung 9 ist dargestellt, wie durch die Verwendung von Steuerkondensatoren mit unterschiedlicher Kapazität die Problemstellungen aus Kapitel 2.1, 2.2 und 2.3 behoben werden können. Wenn der Betrag aus der Addition aus Unsymmetriestrom des bestehenden Netzes mit dem der Beeinflussung kleiner 8,5 A ist, gibt es kein Problem bei der Löschspulenregelung (Kap. 2.1) und wenn die Kapazität der Kondensatoren > 140 nF ist, gibt es auf Grund der kleinen Restspannung kein Problem für den Synchroncheck und keine Anregung zu Kippschwingungen.

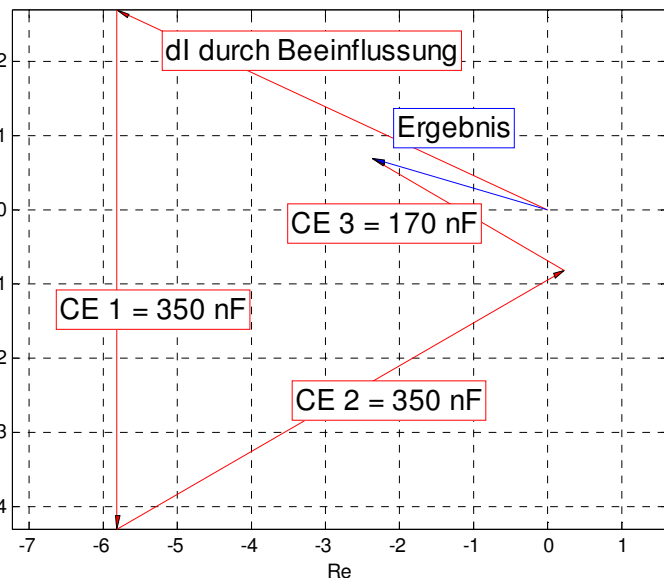


Abbildung 9: Unsymmetrieströme bei Symmetrierung mittels Steuerkondensatoren

2.3 Ferroresonanzschwingungen an den Leitungsspannungswandlern

Wird eine mitgeführte Leitung beidseitig abgeschaltet, so kann es bis zum Einlegen der Erdungstrenner zu Ferroresonanzschwingungen (Kippschwingungen) an den Spannungswandlern der mitgeführten Leitung kommen. Diese Resonanzschwingungen können ohne geeignete Maßnahmen zur Zerstörung der Spannungswandler führen. Hauptursache für das Auftreten solcher Kippschwingungen an Spannungswandlern ist eine sehr kleine, parallel

geschaltete Nullkapazität, welche nur in isolierten oder gelöschten Netzen sehr geringer Ausdehnung auftreten kann. Liegt nun auch der Kniepunkt der Magnetisierungskennlinie des Spannungswandlers sehr niedrig (frühe Sättigung), führt dies zu einem Schwingen zwischen 2 nicht stabilen Arbeitspunkten, wie dies in Abbildung 10 dargestellt ist. Bei einer höheren Nullkapazität wird die Impedanzkennlinie so flach, dass kein möglicher 2. Arbeitspunkt existiert und keine Ferroresonanzschwingung auftritt.

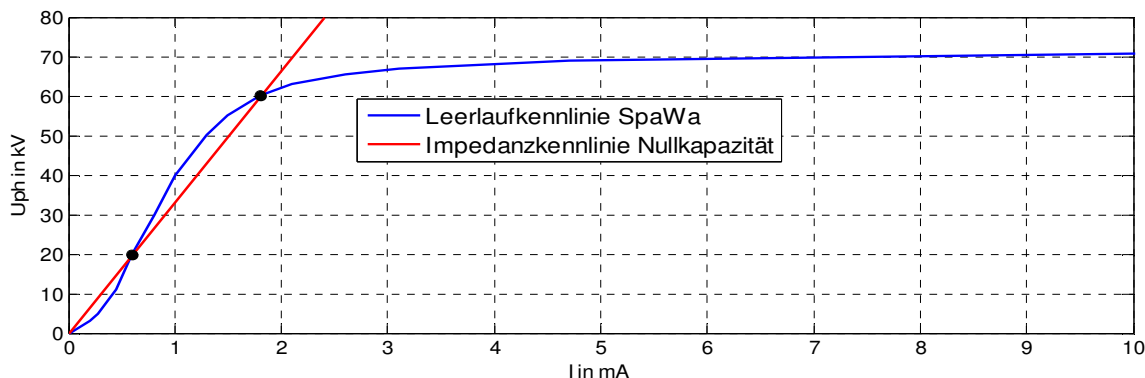


Abbildung 10: Impedanzkennlinien von Spannungswandler und Nullkapazität

In Abbildung 11 ist ein typischer Verlauf der Sekundärspannung im Fall einer Kippschwingung mit der 2. Subharmonischen (25 Hz) dargestellt. Es ist auch zu sehen, dass sich die Resonanz in den ersten 100 ms aufbaut und dann stehen bleibt. In Abbildung 12 ist der Signalverlauf im Frequenzbereich dargestellt, in welchen die dominiertende 25 Hz Komponente deutlich zu erkennen ist.

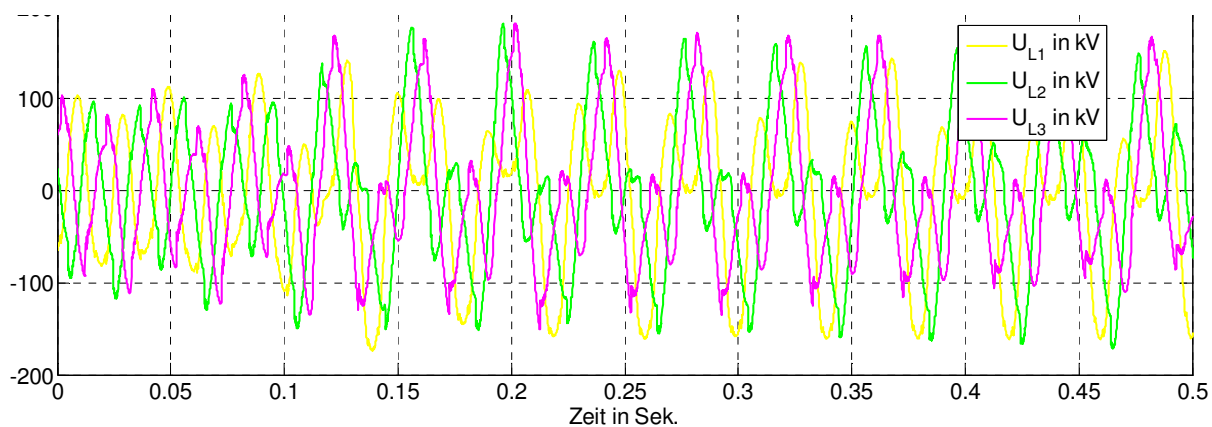


Abbildung 11: Typischer Spannungsverlauf im Fall einer Ferroresonanzschwingung

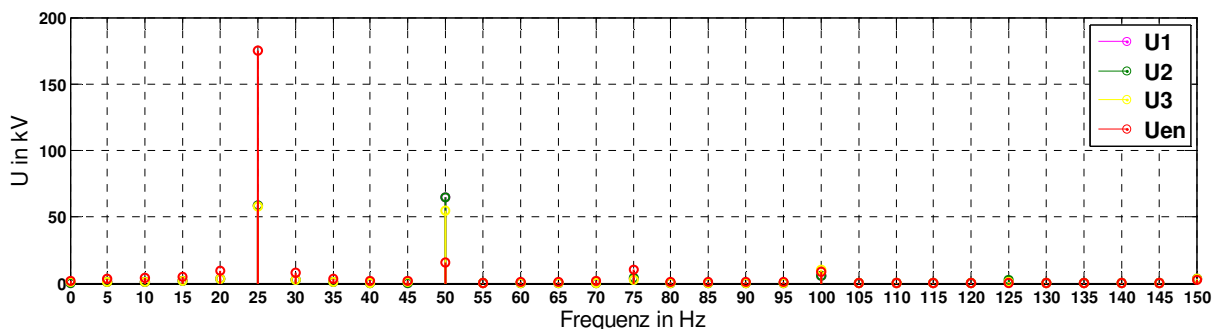


Abbildung 12: Spannung im Frequenzbereich

Da sowohl die Impedanz der Nullkapazität des freigeschalteten Leitungsabschnitts durch die Geometrie, als auch die Induktivität des Spannungswandlers durch die Bauform gegeben ist, muss der sich daraus ergebende primäre Schwingkreis bedämpft werden. Für diese Bedämpfung gelten nachfolgende Überlegungen:

- Durch eine vereinfachte Betrachtungsweise des Spannungswandlers als Transformator kann davon ausgegangen werden, dass sich die sekundäre Belastungen mit dem Quadrat der Spannungsübersetzung auf die Primärseite überträgt. Daher wird in der Praxis ein leistungsmäßig dafür ausgelegter Kern (Tertiärwicklung) des Spannungswandlers mit allen Außenleitern des Leitungssystems im offenen Dreieck verschalten und für die Beibürdung herangezogen.
- Eine Ferroresonanzschwingung ist durch eine, der Grundschiwingung überlagerte, ausgeprägte zweite subharmonische Schwingung und/oder einer 2. und 3. Harmonischen gekennzeichnet. Daher muss bei der Bedämpfung gezielt auf die halbe Nennfrequenz des beeinflussenden Systems geachtet werden. Die Bedämpfung erfolgt durch ein RL-Glied, welches neben dem ohmschen Widerstand eine spezielle Wirkleistungsdrössel verwendet, wobei der ohmsche Widerstand die harmonischen Schwingungen und die Drössel die subharmonische bedämpft.

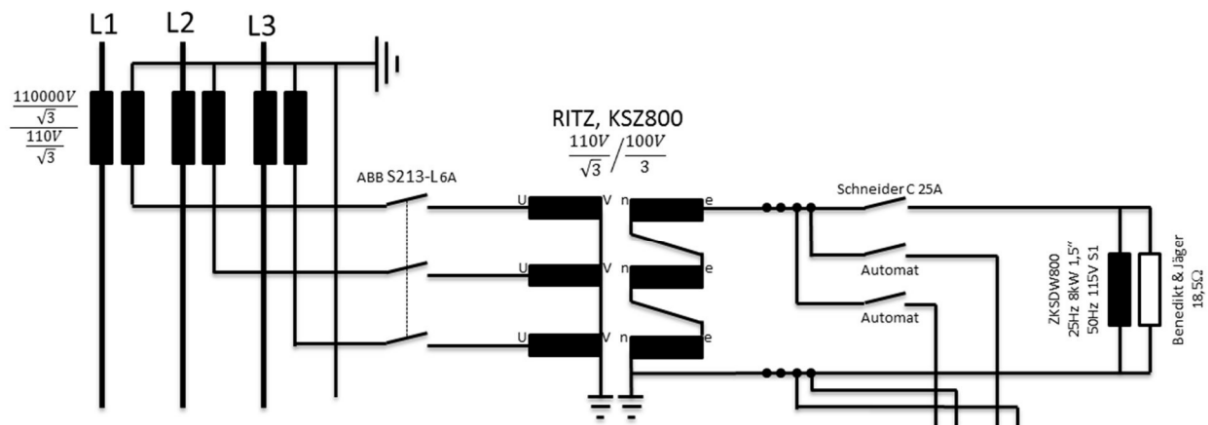


Abbildung 13: Schematische Darstellung einer offenen Dreieckswicklung mit Zwischenwandlerkreis und nachgeschalteter Bedämpfung mittels RL-Glied

Durch die in Abbildung 13 dargestellte Beschaltung werden auftretende Kippschwingungen gut bedämpft und ein stabiler Betrieb des leerlaufenden, von anderen Systemen beeinflussten Übertragungssystems gewährleistet. Langen Zuleitungen ($R > 1 \text{ Ohm}$) zum RL-Glied können dazu führen, dass die subharmonische Schwingung nicht ausreichend bedämpft wird. Bei Auslösung des Leitungsschutzschalters im Dämpfungskreis besteht sehr hohe Gefahr für den Spannungswandler, da in diesem Fall die Bedämpfung nicht wirksam ist. In diesem Fall sind solche leerlaufende Leitungen so schnell wie nur möglich zu erden um eine Beschädigung des Spannungswandlers zu vermeiden.

2.4 Erdschleifenströme bei beidseitig geerdetem mitgeführten Leitungssystem

Je nach Höhe des Betriebsstroms im Höchstspannungsnetz können sehr hohe Schleifenströme im mitgeführten, beidseitig geerdeten Leitungssystem auftreten. Dies führt zu einer starken Beanspruchung der Erdungstrenner. Die Höhe der induzierten Ströme können mit Gl. 25 berechnet werden.

$\begin{bmatrix} \underline{U}_{380} \\ \underline{U}_{110} \end{bmatrix} = \underline{Z} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{380} \\ \underline{I}_{110} \end{bmatrix}$	Gl. 22
$\begin{bmatrix} \underline{U}_{380} \\ \underline{I}_{110} \end{bmatrix} = \underline{H} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{380} \\ \underline{U}_{110} \end{bmatrix}$	Gl. 23
$\underline{H} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} - \underline{Z}_{12} \cdot \underline{Z}_{22}^{(-1)} \cdot \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{12} \cdot \underline{Z}_{22}^{(-1)} \\ -\underline{Z}_{22}^{(-1)} \cdot \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22}^{(-1)} \end{bmatrix}$	Gl. 24
Wegen beidseitiger Erdung ist $\underline{U}_{110} = 0$ und somit $\underline{I}_{110} = \left[-\underline{Z}_{22}^{(-1)} \cdot \underline{Z}_{21} \right] \cdot \underline{I}_{380}$	Gl. 25

- Z** Impedanzmatrix der Leitungskopplungen
H Hybridmatrix der Leitungskopplungen
 \underline{I}_{380} Spannungsvektor der 2 Systeme der APG
 \underline{I}_{110} Spannungsvektor des leerlaufenden 110-kV Systems

Bei der im Beispiel verwendeten Mastgeometrie können Erdschleifenströme in der Größenordnung von ~15% des Betriebsstroms der beeinflussenden Leitung auftreten. Dies ist bei einem üblichen Betriebsstrom im 380-kV Netz von ~1500 A ein Erdschleifenstrom von ~225 A pro Phase, welcher vom Erdungstrenner geschaltet werden muss.

Induzierte Erdschleifenströme bei beidseitig geerdeter, beeinflusster Leitung können nur durch symmetrische, zyklische Verdrillung des beeinflussenden Systems beseitigt werden. Durch symmetrische, zyklische Verdrillung des beeinflussten Systems können die Erdschleifenströme auf nur etwa ein Drittel reduziert werden (in diesem Fall auf ~5% des Betriebsstroms der beeinflussenden Leitungen, also ergibt sich bei 1500 A ein Schleifenstrom von ~60 A).

Hier ist zu beachten, dass ein Trennschalter wie z.B. der 110-kV seitige Leitungserder nur für lastlose Schalthandlungen konzipiert ist, d.h. er darf prinzipiell nur leistungslos geschaltet werden, da er keine Löscheinrichtung besitzt. Ein weiterer Aspekt der hier beachtet werden muss ist die Tatsache, dass es sich bei der durch die Kreisströme hervorgerufenen Leistung, die sich durch die induktive Koppelung bei beidseitiger Erdung des 110-kV Systems ergibt, um eine Blindleistung handelt, deren Lichtbogen, der durch den Schaltvorgang hervorgerufen wird, im Vergleich zur Schalthandlung mit einer reiner Wirkleistung nicht selbständig erlischt. Daher sinkt hier das Schaltvermögen auf einige wenige Ampere.

2.5 Kreisströme im vermaschten 110-kV System bei Kurzschluss im Höchstspannungsnetz

Kurzschlüsse im Höchstspannungsnetz induzieren im vermaschten mitgeführten System Kreisströme, welche im Schutzkonzept zu berücksichtigen sind.

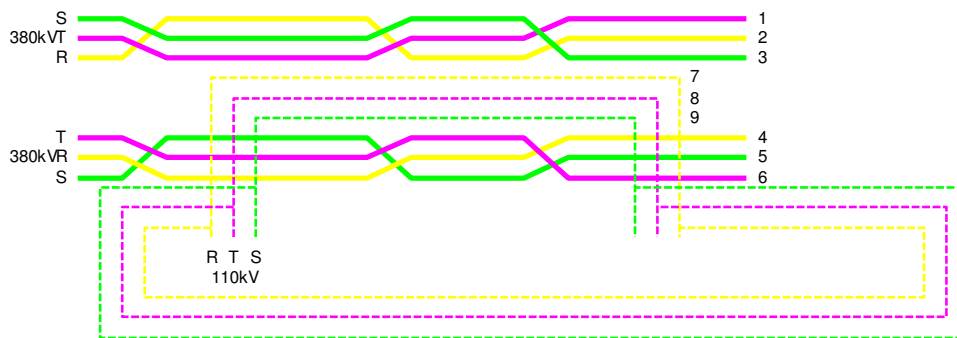


Abbildung 14: Kreisströme durch Ringschaltungen im vermaschten Netz

Zur Berechnung der Kreisströme, welche sich den Betriebsströmen überlagern, ist es nötig, die Impedanz $\underline{Z}_{\text{Kreis}}$ des parallel zur Beeinflussung geschalteten Systems zu ermitteln.

$\underline{U}_{110\text{Längs}} = \underline{Z}_{21} \cdot \underline{I}_{380}$	Gl. 26
$\underline{I}_{110\text{Kreis}} = \underline{Z}_{\text{Kreis}}^{(-1)} \cdot \underline{U}_{110\text{Längs}} = \underline{Z}_{\text{Kreis}}^{(-1)} \cdot \underline{Z}_{21} \cdot \underline{I}_{380}$	Gl. 27

Zur Abschätzung, welche Größenordnungen solche Kreisströme annehmen können, wird zum beeinflussten System eine typische 110-kV Doppelleitung mit einem 560/50 Leiterseil einer Länge von 10 km parallelgeschaltet und der induzierte Kreisstrom bei einem 1poligen Kurzschluss von 25 kA berechnet. Bei diesen Annahmen ergeben sich Kreisströme bis zu 3000 A.

Da sich die Ströme umgekehrt proportional zur Länge (Impedanz) der parallelgeschalteten Leitung verhalten, kann der Strom für andere Längen umgerechnet werden.

Häufig sind solche parallelen Systeme deutlich länger und die Kreisströme dadurch entsprechend kleiner. Es ist jedoch auch dann zu bedenken, dass sich mindestens ein Strom zum Betriebsstrom nahezu linear addieren kann und es dadurch zu Schutzanregungen und Schutzauslösen kommen könnte.

Da im 110-kV Netz als grundlegendes Kriterium für die Fehlererkennung auf die Impedanzanregung zurückgegriffen wird, bleiben die Schutzeinrichtungen der betroffenen 110-kV Systeme üblicher Weise stabil und zeigen keine Überfunktion. Bei einer angenommenen Anregerreichweite von 40 Ohm/Phase und Nennspannung erfolgt die Fehlererkennung ab ca. 1,6 kA.

Bei modernen Schutzgeräten der Digitaltechnik erfolgt am DSP eine Signalvorverarbeitung in dem das gemessene Signal in symmetrische Komponenten zerlegt wird. Bei der nachfolgenden Impedanzberechnung, welche auch für die Fehlererkennung herangezogen wird, wird auf die berechneten Werte des Mitsystems zurückgegriffen womit quasi eine Kompensation

der induktiven Beeinflussung des 1-poligen Fehlers vom parallel geführten Leitungssystem erfolgt, da sich dieses zum größten Teil im Nullsystem wiederfindet. Die gelöschte Betriebsweise des 110-kV Netzes wird im Abzweigschutzgerät ebenfalls berücksichtigt.

Sollte es trotz den zuvor angeführten Überlegungen dennoch zu einem Anregekriterium kommen, so kann mit großer Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden, dass das 110-kV Schutzgerät, welches typischer Weise als Distanzschutzgerät ausgeführt ist, einen Fehler mit nahezu Netzendzeit ausmisst. Dieser würde mit einer Sollzeit von 5 Sekunden bereinigt werden. Da bei ordnungsgemäßer Funktion der Schutzsysteme auch im übergeordneten Netz eine Fehlerbereinigung in der 1. oder 2. Staffelzeit der betroffenen Systeme erfolgt, kann von einer zusätzlichen zeitlichen Selektivität (Fehlerbereinigungszeit in der übergeordneten Netzebene max. 400-700ms) ausgegangen werden, womit wiederum von einem stabilen Gesamtsystem gesprochen werden kann.

3 Literatur:

[1] Muckenhuber, R.: Elektrische Anlagen 1 – Teil 2. Studienbehelf zur Vorlesung. Graz: Technische Universität. Institut für Elektrische Anlagen. (1978).