

Funktion des Netzschutzes bei zunehmender Einspeisung aus Leistungselektronik

Abschlussbericht der AG Netzschutz
zur Studie der AG Systemstabilität

„Systemeigenschaften umrichterbasierter Erzeugung
und Auswirkungen auf die Frequenzstabilität
Bestandsaufnahme und Maßnahmen“

Verfasser: Holger Kühn, TenneT TSO GmbH, Bayreuth
Hendrik Föhring, Amprion GmbH, Dortmund
Christoph Butterer, Timo Keil, TransnetBW GmbH, Stuttgart
Alexander Brunne, 50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Erstellt: V1-2 im März 2019

Management Summary

Kurzschlussleistung

Durch eine zunehmende Einspeisung aus Leistungselektronik ändern sich die Kurzschlussverhältnisse im Netz. Dabei wird eine Verringerung der Kurzschlussleistung bei Änderung der Einspeisung durch den zunehmenden Netzausbau und durch die daraus folgende höhere Vermaschung teilweise wieder kompensiert; die Kurzschlussleistung des kurzschlussstromschwächsten Knoten des Jahres 2011 wird auch in Zukunft an keiner Stelle im Netz unterschritten werden. Hinzu kommt, dass die im Höchstspannungsnetz angewendeten Schutzprinzipien weitestgehend von der Höhe des Stromes unabhängig sind. *Die derzeit verwendeten Schutzprinzipien und die Empfindlichkeit der derzeit eingesetzten Schutzrichtungen reichen auch in Zukunft aus.*

Oberschwingungen und Qualität der Kurzschlussströme

Bezüglich der Qualität der Kurzschlussströme existieren derzeit weder Anforderungen an Erzeugungsanlagen noch an die Robustheit von Schutzrelais. Dies kann zu Fehlfunktionen von Schutzrichtungen durch zunehmende Einspeisung aus Leistungselektronik führen. **Es wird dringend empfohlen, diesen Aspekt weitergehend zu untersuchen** (z. B. im Rahmen des einer VDE-FNN Arbeitsgruppe) **und ggf. in die Normung einfließen zu lassen**. Auf der anderen Seite benötigen Schutzrichtungen im fehlerfreien Betrieb des Netzes Oberschwingungsströme, um einen harten Betriebszustand (z. B. Einschalttrush eines Transformators) von einem Kurzschluss unterscheiden zu können. Daraus können sich Anforderungen an ein mehr spannungsquellenähnliches Verhalten leistungselektronischer Einspeiser ergeben, d. h. auf Oberschwingungsspannungen im Netz aktiv dämpfend mit Oberschwingungsströmen zu reagieren. **Auch hier wird empfohlen, diesen bisher vernachlässigten Effekt weitergehend zu untersuchen.**

Höherauslastung des Übertragungsnetzes

Mit den derzeit eingesetzten Schutzprinzipien ist eine Höherauslastung des Übertragungsnetzes prinzipiell realisierbar. Dieser Bericht beschreibt mehrere Maßnahmen, die seitens der Netzbetreiber und seitens der Schutztechnik ergriffen werden können, darunter u. a. Online-Monitoring (im Netzführungssystem), Aktivierung von Pendelsperren (falls erforderlich) und eine Optimierung der Anregekennlinie (durch die Schutzrelaishersteller).

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	5
2	Wirksame Parameter für den Netzschutz.....	5
2.1	Das Modell „Kurzschlussleistung“	5
2.2	Strom- und Spannungsquellen.....	6
2.3	Oberschwingungsbelastung und Flicker im Normalbetrieb	7
2.4	Kurzschlussstrom.....	9
2.5	Stabilität von Synchronmaschinen	9
3	Grenzen der Empfindlichkeit von Schutzeinrichtungen	10
3.1	Distanzschutz	10
3.1.1	Mindeststromeinstellung	10
3.1.2	Backup-Funktion Unabhängiger Überstromzeitschutz (BUOC)	10
3.1.3	Einfluss geringerer Kurzschlussströme auf die Resistanzeinstellung von Distanzrelais 10	
3.2	Erd-Kurzschlusschutz.....	11
3.2.1	Allgemeines	11
3.2.2	Gerichteter Inverser Nullspannungszeitschutz – EKURZ/SUR	12
3.2.3	Erdfehler-Richtungsvergleich	13
3.2.4	Resümee	14
3.3	Leitungsdifferentialschutz	15
3.3.1	Allgemeine Betrachtung	15
3.3.2	Einstellung des Differentialschutzes bei teilkompensierten Leitungen	16
3.4	Sammelschienenschutz.....	17
3.5	Leistungsschaltersversagerschutz.....	17
4	Entwicklung der Kurzschlussleistung	18
4.1	Allgemeines	18
4.2	Systemsicht – Einfluss von Wechselrichtern im Verteilnetz auf Kurzschlüsse im Übertragungsnetz [2] 18	
4.3	Development of Available Short-Circuit Power in Germany from 2011 up to 2033 [1] und Dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 [3]	19
4.4	Zusammenfassung und Beurteilung	20
5	Verarbeitung von Messgrößen in Schutzrelais und Anforderungen an deren Qualität	21
5.1	Oberschwingungen in Messgrößen	21
5.2	Allgemeines – Messwertverarbeitung in Schutzrelais.....	22
5.3	Anforderungen an die Qualität von Kurzschlussströmen	22
5.4	Anforderung an die Qualität von Strömen im Normalbetrieb.....	23
5.5	Zusammenfassung und Ausblick	24
6	Höherauslastung der Netze	26
6.1	Allgemeines	26
6.2	Mögliche Maßnahmen.....	28
7	Zusammenfassung und Ausblick.....	32
8	Literatur, Weiterführende Informationen	33
A.	Anlage „Systemsicht – Einfluss von Wechselrichtern“	34



B.	Anlage Dena-Studie "Systemdienstleistungen"	38
C.	Anlage – Multi-Level-Umrichter	40

1 Einleitung

Mit zunehmendem Einsatz dezentraler Erzeugung werden konventionelle Anlagen mit Synchrongeneratoren verdrängt und durch Erzeugungsanlagen mit Leistungselektronik (LE) ersetzt. Die dadurch regional fehlenden positiven Eigenschaften der Synchrongeneratoren bezüglich Kurzschlussleistung und Inertia, Phasensymmetrie, Ausgleich von Spannungsschwankungen, Flicker und Oberschwingungen müssen deshalb durch die verbleibenden Betriebsmittel im Übertragungsnetz oder durch entsprechende Anforderungen an leistungselektronikbasierte Erzeugungsanlagen aufgefangen werden. Andererseits ist zu klären, welche Anforderungen an die einzelnen Kenngrößen zur Spannungsqualität zukünftig zwingend erforderlich sind.

In diesem Bericht erfolgt eine Betrachtung der derzeit physikalisch für die Funktion des Netzschutzes wirksamen Parameter des Elektroenergiesystems; dies sind insbesondere Höhe und Qualität des Kurzschlussstromes. Es wird abgeschätzt, wie diese sich entwickeln werden und daraus abgeleitet, welche Maßnahmen entweder auf Seiten zukünftiger LE-basierter Erzeugungsanlagen und/oder auf Seiten der Kurzschlusschutzeinrichtungen erforderlich sein werden.

Diesem Bericht liegen die Verhältnisse und Erkenntnisse aus dem Betrieb von Höchstspannungsnetzen zu Grunde. Die wesentlichen Aussagen den zu Schutzprinzipien gelten jedoch auch in den unterlagerten Spannungsebenen.

2 Wirksame Parameter für den Netzschutz

2.1 Das Modell „Kurzschlussleistung“

Die Anfangs-Kurzschluss-Wechselstromleistung (kurz: Kurzschlussleistung) ist in [4] definiert zu

$$S_k'' = \sqrt{3} * U_n * I_k'' \quad (\text{Gl. 2-1})$$

wobei mit I_k'' der 3-polige Kurzschlussstrom gemeint ist. Wir vernachlässigen großzügig, dass zur Ermittlung des maximalen Kurzschlussstromes mit einer um den Faktor $c=1,1$ höheren Quellenspannung gerechnet wird und dass die Quellenimpedanz einer Netzeinspeisung ebenfalls unter Zugrundelegung dieses Faktors berechnet wird. Die Kurzschluss-Quellenimpedanz wird dann zu

$$Z_k = U_n^2 / S_k'' \quad (\text{Gl. 2-2})$$

und wir erhalten als Ersatzschaltbild eines Kurzschlusses und als Erläuterung der Kurzschlussleistung das nachfolgende Bild.

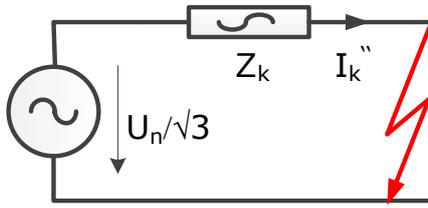


Bild 2-1
Ersatzschaltbild eines Kurzschlusses

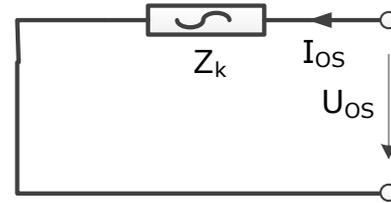


Bild 2-2
Ersatzschaltbild zur Beurteilung von Oberschwingungen

Der Begriff der Kurzschlussleistung hat gegenüber dem Kurzschlussstrom den Vorteil, dass er überschlägig sehr schnell bestimmt werden kann und dass er von der Spannungsebene unabhängig ist. Er wird u.a. eingesetzt

- für die Zuteilung von Verschmutzungsrechten durch Flicker und Oberschwingungen,
- zur Ermittlung des Kurzschlussstromes (z.B. für Schutzeinrichtungen oder zur Anlagenauslegung) und
- zur Beurteilung der Stabilität von Synchronmaschinen.

Allerdings ist der Begriff Kurzschlussleistung unscharf und die in Bild 2-1 gezeigte Modellvorstellung ist nicht nur stark vereinfacht sondern auch unvollständig, so dass die Anwendbarkeit im Einzelfall jeweils zu hinterfragen ist.

2.2 Strom- und Spannungsquellen

Ideale Strom- und Spannungsquellen unterscheiden sich grundlegend voneinander. Bei einer idealen Spannungsquelle wäre die Spannung auch dann immer sinusförmig, wenn Verbraucher mit einer beliebig nichtlinearen Kennlinie angeschlossen werden – die Nichtlinearität tritt ausschließlich im Strom auf. Umgekehrt wäre bei einer idealen Stromquelle der Strom immer sinusförmig, dies hat dann zur Folge, dass Nichtlinearitäten eines angeschlossenen Verbrauchers ausschließlich in der Spannung auftreten würden.

Reale Strom- und Spannungsquellen verhalten sich einerseits wegen der den Quellen innewohnenden Begrenzungen und andererseits wegen gewisser Verhaltens-Vorgaben, die durch die Regelung der Umrichter realisiert werden, vollkommen anders als ideale Quellen. Diese Vorgaben können z. B. die Implementierung von Quellenreaktanzen beinhalten, wie sie in den VDE-FNN Anschlussregeln [10] gefordert werden.

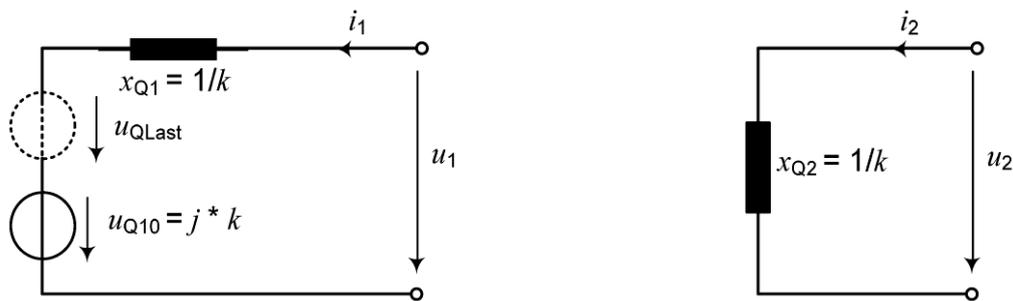


Bild 2-3 Spannungsquelle mit Innenreaktanzen im mit und Gegensystem

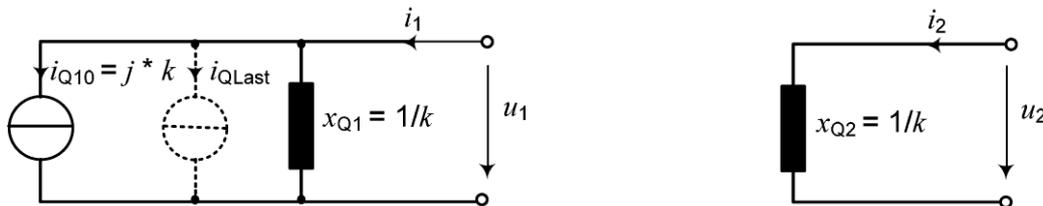


Bild 2-4 Stromquelle mit Innenreaktanzen im Mit- und Gegensystem

Die Bilder 2-3 und 2-4 zeigen eine Spannungs- bzw. Stromquelle mit Innenreaktanzen im Mit- und im Gegensystem. Das Verhalten beider Quellen ist – innerhalb des durch die Regelung realisierten bzw. realisierbaren Frequenzbereichs – bezüglich Änderungen der Lastimpedanz (Kurzschluss) vollkommen gleich.

Zu beachten ist ferner, dass sich große Netze mit Stromquellen anders verhalten, als ein einfaches Modell bestehend aus Stromquelle und Verbraucher vermuten lässt. Große Netze mit Stromquellen nehmen in ihrem realen Verhalten ein spannungsquellen-ähnliches Verhalten an. Deutlich wird dies, wenn wir uns ein aus Stromquellen gespeistes Übertragungsnetz mit daran angeschlossenen Hoch- und Mittelspannungsnetzen vorstellen. Bei einem Kurzschluss in einem Mittelspannungsnetz ist es vollkommen unerheblich, ob das Übertragungsnetz aus Strom- oder Spannungsquellen gespeist wird – dieser Kurzschluss kann auch weiterhin ganz einfach als eine Quellenspannung und einer Kurzschlussimpedanz beschrieben werden, da der Kurzschlussstrom so gut wie ausschließlich durch die Vorimpedanzen (Transformatoren und Leitungen) zum Übertragungsnetz bestimmt wird.

2.3 Oberschwingungsbelastung und Flicker im Normalbetrieb

Die Spannungsqualität für Nieder- und Mittelspannungsnetze ist in DIN EN 50160 vorgegeben. Die daraus zulässigen „Spannungsverschmutzungsmöglichkeiten“ werden auf die Spannungsebenen aufgeteilt, wobei die Höhe der zulässigen „Verschmutzung“ in Form von Oberschwingungsströmen jeweils unter Zugrundelegung obiger Modellvorstellung (d.h. unter Berücksichtigung der Kurzschlussleistung bzw. der daraus folgenden Kurzschlussreaktanz Z_k , Bild 2-2) berechnet werden und entsprechend der Anschlussleistung der Anschlussnehmer auf diese aufgeteilt werden.

Die Modellvorstellung befriedigt in mehrfacher Hinsicht nicht.

Erstens wird bei der Aufteilung auf Spannungsebenen nicht berücksichtigt, dass die Summe der Leistungen der Niederspannungstransformatoren an einem Mittelspannungsnetz höher ist, als die Leistung des in das Mittelspannungsnetz einspeisenden Transformators und die Summe der Leis-

tungen der Mittelspannungstransformatoren an einem Hochspannungsnetz wiederum größer, als die der das Hochspannungsnetz aus dem Höchstspannungsnetz speisenden Transformatoren. Die vorhandene Kurzschlussleistung wird also mehrfach „vergeben“.

Zweitens trifft die Idee einer Netzquellenimpedanz Z_k zwar mit guter Näherung auf die Grundschwingung zu; bei höheren Frequenzen versagt sie aber, da Kapazitäten (Tiefpassverhalten), Resonanzstellen im Netz und Unterschiede im Winkel der Spannung (bei Oberschwingungen, die eine feste Phasenlage zur Spannung haben) nicht berücksichtigt werden (können).

Und Drittens trifft die Vorstellung einer streng sinusförmigen Polradspannung, aus der der Kurzschluss der Oberschwingungsströme hinter der Quellenimpedanz (Bild 2-2) abgeleitet wird, auf umrichterbasierte Erzeugungseinheiten so nicht zu. Da (Typ 2) Erzeugungseinheiten genauso wie Verbraucher als „Quellen“ von Oberschwingungsströmen betrachtet werden, fehlen in einem zukünftigen Netz ohne (oder mit wenig) Synchronmaschinen die „Senken“ für diese Oberschwingungsströme.

Es kann also festgestellt werden, dass die Ermittlung der „Verschmutzungsrechte“ aus der Kurzschlussleistung und deren Verteilung auf die Anschlussnehmer zwar aus Sicht der Theorie nicht vollständig befriedigen kann – aber es gibt derzeit keinen besseren und einfacheren Ansatz. Auch wenn es nicht Aufgabe dieses Arbeitspaketes ist, eine Abhandlung über Oberschwingungen zu schreiben, soll doch darauf hingewiesen werden, dass das Thema Oberschwingungen für die Zukunft bedacht werden muss. Die Oberschwingungen höherer Ordnung können sich über die Querkapazitäten im Netz schließen; zunehmende Verkabelung mag dies erleichtern. Für die Oberschwingungen niedrigerer Ordnung müssen Senken gefunden werden. Nach derzeit absehbaren Entwicklung werden diese Aufgaben von Umrichtern übernommen werden müssen; d.h. die Umrichter müssen zukünftig in der Lage sein, für Oberschwingungen niedrigerer Ordnung als „Senke“ zu wirken. Vorteilhaft ist, wenn diese „Senke“ wie ein ohmscher Widerstand wirkt. Dafür muss der Umrichter auf eine netzseitige Oberschwingung derart reagieren, dass er einen Oberschwingungsstrom mit derselben Frequenz und Phasenlage wie die Oberschwingungsspannung aufnimmt, also bezüglich dieser Frequenz wie ein ohmscher Verbraucher wirkt. Diese Wirkleistung wird nicht in Wärme umgesetzt sondern im Zwischenkreis des Umrichters gespeichert und in der Grundschwingung als „Mehrleistung“ (bei Erzeugungsanlagen) bzw. „Minderverbrauch“ (bei umrichtergesteuerten Verbrauchern) sichtbar.

Ein derartiges Verhalten kann bei Umrichtern, die mit einer Pulsweitenmodulation arbeiten, durch geeignete Regelalgorithmen realisiert werden. Voraussetzung dafür ist, dass die minimale Taktrate des Umrichters um einen ausreichenden Faktor (vermutlich >4) höher als die zu beeinflussende Oberschwingung ist. Im Gegensatz dazu haben Umrichter mit Multi-Level-Technologie grundsätzlich ein inhärentes Spannungsquellenverhalten und könnten bei einer entsprechenden Regelung im Grunde genommen auf Oberschwingungen wie eine Polradspannung wirken.

Details bezüglich Multi-Level-Umrichter siehe Anhang C.

2.4 Kurzschlussstrom

Schutzeinrichtungen werten für den Kurzschlussschutz die Grundschiwingung des Kurzschlussstromes sowie ggf. die Grundschiwingung der Spannung am jeweiligen Relaisbauort aus (Schutzeinrichtungen, die zum Erfüllen ihrer Schutzfunktion höhere Frequenzen als die Grundschiwingung benötigen - z.B. Erdschlusswischerrelais und Wanderwellenschutz - werden in diesem Bericht nicht betrachtet). Die Modellvorstellung gem. Bild 2-1 reichen für eine Grundschiwingungsbetrachtung vollkommen aus. Zu beachten ist jedoch, dass die Quellenspannungen im Rücken der Relais keine zu unterschiedlichen Winkel zueinander haben dürfen. In einem Netz, in dem bei einem Kurzschluss die Quellenspannung der Erzeugungsanlagen beliebige Winkel zueinander annehmen würden, gäbe es im Kurzschlussfall keinen sinnvoll auswertbaren Strom – eine gewisse „Trägheit“ der Quellenspannungen bzw. –ströme ist also immer erforderlich.

Damit bei Schutzeinrichtungen bei besonderen Netzzuständen keine Überfunktion stattfindet, benötigen die Relais außer der Grundschiwingung auch Informationen über andere Vorgänge im Netz, die sie in der Regel aus einer Analyse des Oberschwingungsspektrums der Ströme erhalten. Beispiele hierfür sind die 2. Harmonische zum Stabilisieren des Differentialschutzes bei Einschaltvorgängen eines Transformators und die 5. Harmonische zur Erkennung von Transformatorsättigungen. Auch diese Frequenzen müssen für das Relais sowohl im ungestörten Betrieb aber im Besonderen auch im Kurzschlussfall „unverfälscht“ zur Verfügung stehen; d.h. sie müssen den „natürlichen“ physikalischen Vorgänge im Netz entsprechen (hervorgerufen durch Induktivitäten, Kapazitäten, Sättigungskennlinien von Transformatoren etc.) und dürfen durch Reaktionen von Umrichtern nicht so verfälscht werden, dass die „natürlichen Vorgänge“ vom Schutz nicht mehr sicher ausgewertet werden können.

2.5 Stabilität von Synchronmaschinen

In Netzanschlussbedingungen [5] wird für konventionelle Kraftwerke gefordert, dass diese nach einem dreipoligen Fehler stabil bleiben müssen, solange die Bedingung

$$S''_{kN} \geq 6 * P_{Gn} \quad (\text{Gl. 2-3})$$

erfüllt ist. Dabei bedeutet S''_{kN} die nach dem Fehler netzseitig anstehende Anfangskurzschlusswechselstromleistung gemäß der Modellvorstellung in Bild 2-1 und P_{Gn} die Nennwirkleistung der Erzeugungseinheiten an diesem Netzanschlusspunkt.

Allerdings geht diese Forderung von einer Voraussetzung aus, die zur Zeit der Erstellung der Anschlussrichtlinie noch selbstverständlich war und daher nicht erwähnt wurde und die dem Modell nicht anzusehen ist, nämlich einer entsprechend stabilen Quellenspannung – also einer sehr hohen trägen Masse, die sich unsichtbar hinter dieser Quellenspannung verbirgt.

3 Grenzen der Empfindlichkeit von Schutzeinrichtungen

3.1 Distanzschutz

3.1.1 Mindeststromeinstellung

Distanzrelais im Höchstspannungsnetz werden heute in der Regel mit einer Impedanzanregung betrieben, so dass die Empfindlichkeit des Messprinzips lediglich durch den (am Relais einstellbaren) Mindeststrom begrenzt ist.

Zu berücksichtigen sind die bei Leitungen schon im Normalbetrieb auftretenden Unsymmetrieströme; bei einem Laststrom von 4.000A und einer unverdrillten Leitung kann der $3 \cdot I_0$ -Strom eines Systems beispielsweise bis zu 300A betragen. Der Ansprechwert der Erdstromerfassung I_E muss auf jeden Fall höher eingestellt werden, als dieser Unsymmetriestrom, da eine Einstellung, die für Leiter-Leiter Fehler empfindlicher ist als für Leiter-Erde Fehler, nicht zielführend ist. Dieser Erdstrom begrenzt allgemein die Empfindlichkeit der Impedanzanregung und der Distanzmessung der Relais.

Derzeit realisierte Empfindlichkeit	240A – 600A
Realisierbare Empfindlichkeit Leitung hoch belastet und unverdrillt	400A – 600A
Realisierbare Empfindlichkeit bei einer gut verdrillten Leitung	120A – 200A

3.1.2 Backup-Funktion Unabhängiger Überstromzeitschutz (BUOC)

In vielen Fällen wird im Distanzschutz ein sogenannter Not-UMZ Schutz projektiert. Dieser aktiviert sich z.B. bei Fehlern im Spannungswandlerkreis oder bei stark verzerrten Spannungssignalen, wenn die Distanzschutzfunktion nicht mehr ordnungsgemäß funktioniert. Die zu realisierende Empfindlichkeit der Not-UMZ Funktion ist nur vom auftretenden Kurzschlussstrom abhängig, und somit ausschließlich von der Impedanz der Leitung und der Kurzschlussleistung am Einbauort. Bei reduzierter Kurzschlussleistung kann die notwendige Empfindlichkeit gegebenenfalls nicht mehr realisiert werden, ohne die Übertragungsleistung der Leitung einzuschränken.

3.1.3 Einfluss geringerer Kurzschlussströme auf die Resistanzeinstellung von Distanzrelais

Der (in erster Näherung) ohmsche Widerstand eines Lichtbogens ist außer von dessen Länge vor allem vom Kurzschlussstrom abhängig. Angelehnt an [6] und in [7] ergeben sich für die Resistanzeinstellungen folgende Mindestwerte für die Lichtbogenreserve (Vorzugswerte sind unterstrichen):

3. Zone	$\geq 14\text{-}\underline{18} \Omega_{\text{prim}}$
Anregung	$\geq 26\text{-}\underline{30} \Omega_{\text{prim}}$

Es sei darauf hingewiesen, dass durchaus Fehler auftreten, die den soeben formulierten Randbedingungen nicht genügen, beispielsweise Überschläge von einem Leiterseil zu einem Baum in der Mitte zwischen 2 Masten aufgrund durchhängender Leiterseile. Der hierbei auftretende Realteil der Kurzschlussimpedanz ist rein spekulativ – er kann nahezu beliebig groß sein und entzieht sich jeglicher vernünftiger Abschätzung. In diesen Fällen hilft eigentlich nur, den Realwert der Impedanzanregung so hoch wie möglich einzustellen (also beispielsweise an die obere Grenze von voranstehender Tabelle) und/oder einen zusätzlichen speziellen Schutz für Erdfehler, beispielsweise eine SUR-Funktion oder einen Erdfehlervergleich zu aktivieren.

Wenn der örtliche Distanzschutz einen hochohmigen Erdfehler nicht erkennen kann, wird der ortsfremde Reserveschutz mit hoher Wahrscheinlichkeit auch nicht reagieren können. Derartige Fehler werden jedoch vom Leitungsdifferentialschutz erfasst. Sollte dieser versagen, wird sich der einpolige Fehler nach einiger Zeit durch die aufsteigenden heißen Gase des Lichtbogens zu einem mehrpoligen Fehler entwickeln, der vom Distanzschutz auf jeden Fall erkannt werden kann.

Wenn auch für hochohmige einpolige Fehler eine Schutzredundanz vorhanden sein soll, ist eine separate Erdkurzschlusschutzfunktion zu realisieren.

3.2 Erd-Kurzschlusschutz

3.2.1 Allgemeines

Zzt. werden empfindliche Erdkurzschlusschutzfunktionen in Deutschland nicht flächendeckend eingesetzt.

Schutzeinrichtungen, die speziell für Erdfehler ausgelegt sind, werten praktisch immer die Nullsystemgrößen aus. Da in der Regel keine Impedanz bestimmt wird, sind sie hier separat aufgeführt, auch wenn ihre Funktion in einem Distanzrelais realisiert werden kann; dabei arbeitet der Erdkurzschlusschutz parallel und unabhängig vom Distanzschutz

Im Gegensatz zu Kurzschlüssen zwischen 2 oder mehr Leitern kann bei einem Erdkurzschluss je nach Fehlerkonstellation der resistive Anteil des Kurzschlusspfades sehr hoch sein, beispielsweise dann, wenn ein Baum in der Mitte eines Spannungsfeldes in die Leitung wächst, ein Mast einen hohen Erdungswiderstand besitzt und/oder die geologischen Verhältnisse schlecht sind (Fels, trockener Sandboden etc.). Diese Fehler können bei einer Einstellung der Anregeresistanz auf der R-Achse, wie sie für hochbelastete Leitungen erforderlich ist, von der Anregung des Distanzschutzes nicht erkannt und infolgedessen auch nicht abgeschaltet werden.

Die Empfindlichkeit von Erdfehlerschutzeinrichtungen ist durch die natürliche Unsymmetrie im Netz begrenzt, die sich vor allem im Nullsystem zeigt. Die Unsymmetrieströme und -spannungen sind wesentlich durch die Unsymmetrie der Reaktanzen der Leitungen und durch die Höhe des Laststromes bestimmt. Für den Einsatz eines empfindlichen Erdkurzschlusschutzes gilt:

Hohe Lastströme erfordern eine gute Verdrillung der Leitungen.

3.2.2 Gerichteter Inverser Nullspannungszeitschutz – EKURZ/SUR

Das Relais regt an, wenn sowohl die Erdspannung U_{NE} als auch der Erdstromstrom I_E einen eingestellten Schwellwert überschreiten, und startet das Zeitglied t_{Anr} . Nach Ablauf von t_{Anr} wird eine U_{NE} -abhängige Inverszeitkennlinie $t_A(U_{NE})$ gestartet. Je nach Richtungsentscheid $\angle U_{NE}/I_E$ löst das Relais nach Ablauf der Inverszeitkennlinie aus (bei Richtung vorwärts) oder fügt noch eine zusätzliche Zeitverzögerung t_3 hinzu und löst dann aus.

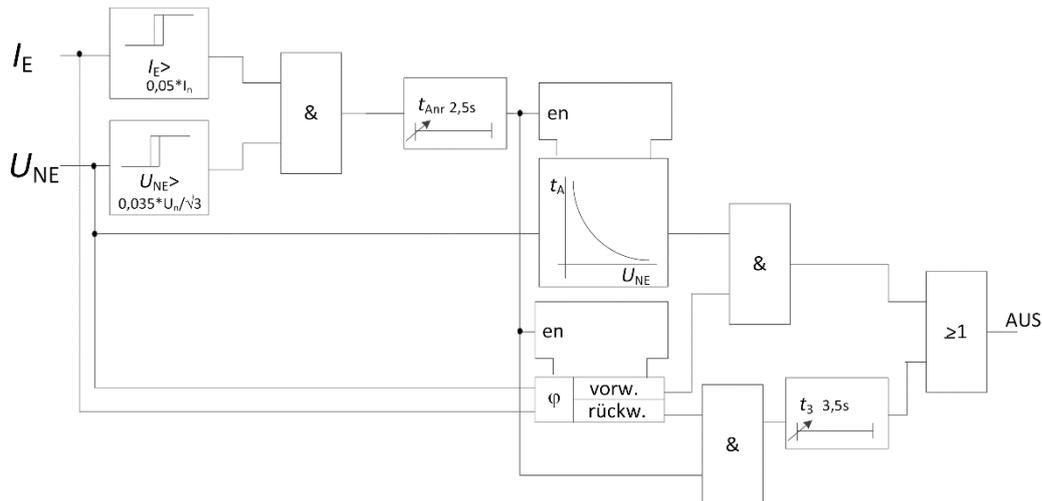


Bild 3-1 Funktion SUR-Relais (EKURZ)

EKURZ als ortsferner Reserveschutz:

Wenn kein Schaltersversagerschutz existiert und ein Schaltersversagen (welches in den Höchstspannungsebenen in der Regel einpolig sein wird) von den ortsfernen Schutzeinrichtungen erkannt werden muss, ist eine sehr empfindliche Einstellung erforderlich. Die Gesamtauslösezeit liegt dabei deutlich über der Netzzeit der Distanzrelais

$$I_{E>} = 0,05 \cdot I_n = 60 - 150 \text{ A im } 380\text{-kV-Netz} \quad (I_n = \text{Wandlernennstrom})$$

$$U_{NE>} = 0,035 \cdot U_n / \sqrt{3} \quad \text{Hinweis: } U_{NE} \text{ ist hier identisch mit } U_0$$

$$t_{Anr} = 2,5 \text{ s}$$

$$t_3 = 3,5 \text{ s}$$

Überreaktionen bzw. Fehlauflösungen sind trotz der sehr empfindlichen Einstellung nicht bekannt.

EKURZ als örtlicher Reserveschutz

Bei Einsatz der EKURZ-Funktion als örtlichen Reserveschutz ist lediglich eine nicht ausreichende Anregerreichweite des Distanzschutzes bei Fehlern auf dem eigenen Leitungssystem zu kompensieren. Die Einstellung für den Erdstrom kann daher unempfindlicher gewählt werden, beispielsweise:

$$I_{E>} = 400A \text{ im } 380\text{-kV-Netz}$$

Die erforderliche Einstellung für die Erdspannung hängt in starkem Maße von den Quellenimpedanzen und insbesondere auch von dem Verhältnis der Quellen Mit- zur Nullimpedanz ab. Eine empfindliche Einstellung für $U_{0>}$ ist daher auch für den örtlichen Erdkurzschlusschutz erforderlich.

$$U_{NE>} = 0,035 * U_n / \sqrt{3}$$

Eine Anregezeit t_{Anr} oberhalb der AWE-Pausenzeit (typisch 1s) ist zwingend erforderlich, damit das Relais nicht während der AWE-Pausenzeit auslöst.

Selektivität zu anderen Schutzeinrichtungen

Die Selektivität des EKURZ zu anderen Schutzeinrichtungen ist durch die Einstellung der Auslösezeit oberhalb der Netzendzeit immer gewährleistet. Umgekehrt gilt diese Aussage nicht: der Distanzschutz von Transformatoren wird in der Regel im Lastbereich auf den ca. 2-fachen Nennstrom eingestellt. Bei hoch-belasteten Leitungen mit entsprechend unempfindlicher R-Reichweite werden sehr hochohmige Leiter-Erde-Kurzschlüsse nicht vom Distanzschutz abgeschaltet sondern - wenn kein Leitungsdifferentialschutz vorhanden ist - zeitverzögert vom Erdkurzschlusschutz. Dabei kann eine Fehlauflösung naheliegender Transformatoren auftreten, da diese wegen ihrer empfindlicher eingestellten Anregung den hochohmigen Fehler erkennen können und in Endzeit auslösen.

3.2.3 Erdfehler-Richtungsvergleich

Der Erdfehler-Richtungsvergleichsschutz besteht prinzipiell aus einer U_0/I_0 -Richtungsbestimmung die mit einer UMZ-Funktion (feste Zeitverzögerung) bzw. AMZ-Funktion (vom Strom abhängige Zeitverzögerung) im Strom-Nullsystem kombiniert wird.

Der Erdfehler-Richtungsvergleich kann mit diversen Signalvergleichsverfahren arbeiten, es sind sowohl freigebende als auch blockierende Verfahren möglich, ebenso eine transiente Blockierung bei Fehlerwechsel. Das Verfahren arbeitet streng selektiv, benötigt aber eine Nachrichtenverbindung.

Auslösungen in Schnellzeit und AWE sind realisierbar. Die Funktion Erdfehler-Richtungsvergleich kann sehr empfindlich eingestellt werden. Er kann bei Anregung der Distanzschutz-Hauptfunktion blockiert werden.

Bei sehr hochohmigen Fehlern, einer empfindlichen Einstellung und einer hohen Belastung des parallelen Stromkreises sind Fehlfunktionen möglich. Diese werden durch eine gute Verdrillung der Stromkreise reduziert. Daher werden Versuche im Prüflabor empfohlen, wenn Auslösungen in Schnellzeit (z.B. bei AWE) angestrebt werden.

Bezüglich der Staffelung ist zu berücksichtigen, dass in dem Fall, in dem keine oder nur eine kleine Zwischeneinspeisung vorhanden ist, die resitive Reichweite des ortsferne Reserveschutzes empfindlicher ist, als die des Distanzschutzes der fehlerbetroffen Leitung. Aus diesem Grund muss der

Erdfehler-Richtungsvergleich schneller als die 2-te Zone des ortsfernen Distanzschutzes auslösen, wenn diese Selektivität einzuhalten ist.

Wegen des relativ seltenen Auftretens hochohmiger Erdfehler, die von der 1. Zone des Distanzschutzes nicht erfasst werden, kann auf eine vom Erdfehlerschutz angestoßene AWE verzichtet werden.

Folgende Einstellungen können entsprechen den oben gestellten Forderungen:

Überstromansprechwert	$I_{E>} 200 - 400A$
Nullspannungs-Ansprechwert	$U_{0>} 3,5\% U_0$
Zeitverzögerung (UMZ)	$t_{EF} = 100ms$
Vergleichsverfahren	Signalvergleich

Die relativ kurze Zeitverzögerung stellt zwar die Selektivität sicher, ist aber während der AWE-Pausenzeit problematisch. Bei einer AWE auf dem Parallelsystem stellt in der Regel das $U_{0>}$ -Kriterium in der Pausenzeit sicher, dass der Erdfehler-Richtungsvergleichsschutz zurückfällt.

Bei einer AWE auf dem eigenen System muss der Erdfehler-Richtungsvergleichsschutz entweder ebenfalls einpolig in der fehlerbehafteten Phase auslösen und eine AWE anstoßen oder er muss, falls er dreipolig auslöst, während der AWE-Pausenzeit blockiert werden (auch vom Leitungsdifferentialschutz).

3.2.4 Resümee

Der Einsatz eines Erdfehler-Richtungsvergleichsschutzes macht das Schutzsystem unnötig komplex und macht auch die Schutzprüfungen nicht einfacher. Unter Abwägung der Vor- und Nachteile empfehlen die Verfasser, das Risiko zu akzeptieren, dass der Distanzschutz sehr hochohmiger Erdfehler nicht erkennt. Diese Fehler werden durch den Leitungsdifferentialschutz abgeschaltet beziehungsweise würden sich nach einiger Zeit zu einem niederohmigen oder zu einem mehrpoligen Fehler entwickeln.

Die Erfahrung hat gezeigt, dass ein zeitlich stark verzögerter Erdfehlerschutz (EKURZ/SUR) sowohl beim Prüfen unproblematisch ist als auch nicht zur Überfunktion neigt.

Bei einer Anregeeinstellung des Distanzschutz $R_A < 30\Omega$ (im 400kV-Netz) wird empfohlen, einen zusätzlichen Erdkurzschlusschutz zu implementieren.

3.4 Leitungsdifferentialschutz

3.4.1 Allgemeine Betrachtung

Beim Leitungsdifferentialschutz begrenzen die Summe der Messfehler (Wandlerfehler, Oberschwingungen, Synchronisationsfehler) und die Ableitströme (d.h. der Ladestrom) die Empfindlichkeit.

Als Ladestrom für eine 400kV-Freileitung kann typischerweise 1 A/km und für ein Kabel 18 A/km (je Teilleiter) angenommen werden.

Von einem Hersteller wird empfohlen, den zulässigen Diffstrom auf das ca. 2,5-fache des Ladestromes der Leitung einzustellen; Nachrechnungen mit Simulationsmodellen des Relais zeigen aber, dass diese Einstellung sehr konservativ ist. Die folgenden Betrachtungen beziehen sich auf die Einstellempfehlung des Herstellers.

Typische Einstellwerte für den Leitungsdifferentialschutz	
Für Freileitungen mit einer Länge < 150km	400A
Für Freileitungen mit einer Länge > 150km	600A

Die tatsächliche Empfindlichkeit liegt niedriger, da die Schutzeinrichtungen weitere Fehler berücksichtigen (z.B. Jitter der Kommunikationsverbindung, Stromwandlersättigung etc.).

Die Empfindlichkeit kann erhöht werden, wenn Differentialschutzeinrichtungen mit Ladestromkompensation eingesetzt werden. Dies erfordert jedoch den Anschluss der Relais nicht nur an Stromsondern auch an Spannungswandler.

Für Hybridleitungen (teilverkabelte Freileitungen) sind empfindliche Ansprechwerte meistens nur mit Hilfe der Ladestromkompensation zu erreichen. Die Verfasser schlagen vor, teilverkabelte Leitungen ab einem Ladestrom von 150A immer mit einer Ladestromkompensation auszurüsten.

Realisierbare Einstellwerte für den Leitungsdifferentialschutz mit Ladestromkompensation	
Reine Freileitungen	200A
Teilverkabelte und teilkompensierte Leitungen	200A – 400A
Teilverkabelte und teilkompensierte Leitungen mit einer schaltbaren Kompensationsspule im Leitungszug	400A – 600A

Gelegentlich wird eine Mindesteinstellung von 15% des maximalen Laststromes als zulässiger Differentialstrom empfohlen. Laboruntersuchungen von Amprion und von TenneT zeigen jedoch, dass diese Forderung zu pessimistisch ist. Eine Mindesteinstellung von 7,5% des maximalen Betriebsstromes wird als ausreichend betrachtet.

3.4.3 Einstellung des Differentialschutzes bei teilkompensierten Leitungen

Bei teilkompensierten Leitungen können die Kompensationsspulen entweder direkt (d.h. ohne Schalter) oder schaltbar angeschlossen sein (in Bild 3-1 die rechte Kompsspule). Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass die kapazitiven Ströme der Freileitungsabschnitte und der Kabelabschnitte mittels einer Ladestromkompensation ausgeglichen werden, wobei bei einer teilkompensierten Leitung nur der nicht schon durch Spulen kompensierte Anteil berücksichtigt werden muss.

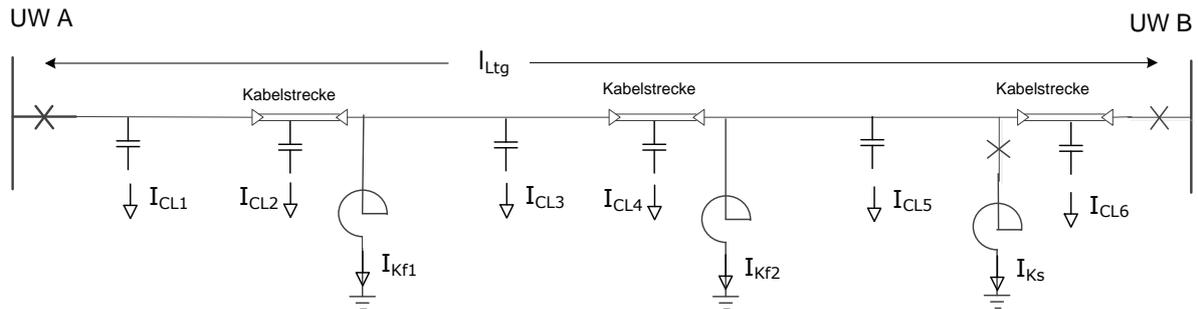


Bild 3-1

Teilverkabelte und teilkompensierte Leitung (I_{CLi} - kapazitiver Ladestrom eines Teilabschnitts, I_{Kfi} - Strom einer fest angeschlossenen Kompensationsspule, I_{Ks} - Strom einer schaltbar angeschlossenen Kompensationsspule)

Es ist nicht zielführend, den Schaltzustand der schaltbaren Kompensationsspule bei der Einstellung des Leitungsdifferentialschutzes zu berücksichtigen, da diese Information bei Änderung des Schaltzustandes nicht so schnell dem Relais mitgeteilt werden kann, dass keine Fehlauslösung erfolgt; die Relaiseinstellung muss auf jeden Fall so unempfindlich sein, dass eine Änderung des Schaltzustandes nicht zu einer Fehlauslösung führen kann. Alternativ könnte, um den unterschiedlichen Kompensationsgrad zu berücksichtigen, der Leitungsdifferentialschutz auch als Dreibeinschutz aufgebaut werden, so dass die schaltbare Kompensationsspule außerhalb des Schutzbereiches liegt.

Auf der anderen Seite ist der Strom einer Kompensationsspule nicht extrem hoch, so dass die Fehlanpassung der Ladestromkompensation durch das Schalten einer Kompensationsspule die Empfindlichkeit nicht wesentlich beeinträchtigt, wenn man als zu kompensierenden Strom den mittleren Wert zwischen zu- und abgeschalteter Kompsspule einstellt. Zu beachten ist, dass die Ladeströme von Freileitungs- und Kabelteilen sowie die Ströme der Kompsspulen bei der maximalen Spannung (z.B. $U_{max}=420kV$) berechnet werden.

Zu kompensierender Ladestrom:
$$I_{komp} = \sum I_{CLi} - \sum I_{Kfi} - \frac{1}{2} * I_{Ks} \quad (Gl. 3-1)$$

Je nach Relaiotyp muss der zu kompensierende Strom in einen virtuellen kapazitiven Leitungsbelag umgerechnet werden.

Kapazitiver Belag:
$$C_{komp} = \frac{I_{komp} * \sqrt{3}}{U_{max} * I_{LTG} * \omega} \quad (Gl. 3-2)$$

Für die Grundeinstellung des Differentialschutzes sind die Fehlanpassung bei einer schaltbaren Kompensationsspule und die Ströme, die sich aus einer dem Relais nicht genau bekannten Spannungsverteilung auf der Leitung ergeben können, zu berücksichtigen. Letzteres wird pauschal mit 5% des Ladestromes angenommen; der Faktor 2,5 folgt der (konservativen) Empfehlung des Herstellers.

$$\text{Grundeinstellung} \quad I - \text{Diff} \geq 2,5 * \left(\frac{I_{Ks}}{2} + 0,05 * \sum I_{CLi} \right) \quad (\text{Gl. 3-3})$$

Die Einstellung des zulässigen Differentialstromes sollte jedoch 7,5% des maximalen Laststromes nicht unterschreiten.

3.5 Sammelschienenschutz

Der Ansprechwert des Sammelschienendifferentialschutzes muss empfindlicher als der minimale Kurzschlussstrom und sollte aus Sicherheitsgründen oberhalb des maximalen Laststromes des am höchsten belasteten Abzweiges eingestellt werden. Unter Berücksichtigung einer Sicherheitsreserve wird empfohlen, den Ansprechwert des Sammelschienenschutzes auf den Schutzgrenzstrom des am höchsten belasteten Abzweiges einzustellen.

Bei Anlagen in Netzausläufern, bei denen eine Überreaktion des Sammelschienenschutzes nicht zu einer Großstörung des europäischen Verbundnetzes führt, kann von dieser Einstellempfehlung abgewichen werden.

3.6 Leistungsschaltversagerschutz

Stand der Technik ist ein im Sammelschienenschutz (SSS) integrierter Leistungsschaltversagerschutz (LSV). Der Ansprechwert des Schaltversagerschutzes muss um einen Sicherheitsfaktor niedriger als der minimale Kurzschlussstrom bei einem Fehler vor dem offenen Ende der Gegenstation eingestellt werden.

Derzeit realisierte Empfindlichkeit	1200A
Realisierbare Empfindlichkeit	240A – 600A

Die Empfindlichkeit des Leistungsschaltversagerschutzes muss so eingestellt werden, dass Fehler am gegenüberliegenden offenen Leitungsende sicher erkannt werden. In der Regel dürfte auch in Zukunft die derzeit realisierte Empfindlichkeit ausreichen (vgl. Bild 4-1), eine höhere Empfindlichkeit ist aber – falls erforderlich – problemlos realisierbar.

In vielen Anlagen ist der SSS-Ausbefehl im jeweils auszulösenden Feld mit einem lokalen Freigabekriterium UND-verknüpft (z. B. mit einem Überstromkriterium), um eine Fehlauflösung des SSS sicher zu vermeiden. Dieses Freigabekriterium wirkt auch dann, wenn der SSS als Leistungsschaltversagerschutz arbeitet und begrenzt damit dessen Empfindlichkeit. Eine Alternative zur Überstromfreigabe ist die Verwendung eines Impedanzkriteriums, falls auf eine Freigabe des Sammelschienenschutzausbefehls nicht vollkommen verzichtet werden soll.

4 Entwicklung der Kurzschlussleistung

4.1 Allgemeines

Die Entwicklung der Kurzschlussleistung wurde in mehreren Studien untersucht, wobei insbesondere die zunehmende Erzeugungsleistung mit Wechselrichtern und die dadurch hervorgerufene Verdrängung konventioneller Kraftwerke berücksichtigt wurde. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken mit Synchronmaschinen, die bei Klemmenkurzschluss auf der Oberspannungsseite des Maschinentrafos ungefähr den 2,5-fachen Nennstrom als Kurzschlussstrom liefern, können Erzeugungsanlagen mit Wechselrichtern sich nur mit ihrem Nennstrom (bzw. etwas mehr) am Kurzschlussstrom beteiligen. Theoretisch könnten auch höhere Ströme als Nennstrom eingespeist werden. Da Halbleiterbauelemente aber einerseits so gut wie nicht überlastbar (kleine thermische Zeitkonstante) und andererseits auch relativ teurer sind, wäre eine Dimensionierung der Wechselrichter auf hohe Kurzschlussströme wirtschaftlich nicht vertretbar.

Vorteilhaft ist, dass das Verhalten dieser Anlagen bei Spannungseinbrüchen (Kurzschlüssen) außer von der Taktrate nur durch die Steuerung bzw. Regelung des Wechselrichters bestimmt ist und daher prinzipiell frei vorgegeben werden kann. Ein Stoßkurzschlussstrom existiert bei derzeitigen Erzeugungsanlagen mit Leistungselektronik nicht; das Einschwingverhalten des Kurzschlussstromes ist eher genau umgekehrt zu dem einer Synchronmaschine: der voll Kurzschlussstrom stellt sich erst nach einer Anregelzeit von ca. 30ms ein.

Im Folgenden werden exemplarisch die Ergebnisse von 2 Studien zusammengefasst, eine ausführlichere Beschreibung findet sich im Anhang.

4.2 Systemsicht – Einfluss von Wechselrichtern im Verteilnetz auf Kurzschlüsse im Übertragungsnetz [2]

Durch den Wegfall konventioneller Erzeugungsanlagen wird sich bei einem Kurzschluss der Spannungstrichter räumlich deutlich weiter ausdehnen als bisher. Dies hat zur Folge, dass mehr Verbraucher als bisher von den Auswirkungen von Kurzschlüssen betroffen sein werden. Die Modellierung beschränkt sich auf die Nachbildung der spannungsebenen- und typabhängigen Netzanschlussregeln, wobei stets die maximal zulässigen Parameter (z.B. Anregelzeit zur Blindstromstützung) verwendet werden.

Die Kurzschlussströme sinken jedoch nicht in demselben Maße, stattdessen wird der Kurzschlussstrom lediglich aus weiter entfernten Gebieten und teilweise auch aus Deutschlands Nachbarnetzen herangeführt.

Die für die Funktion der Schutzrichtungen erforderliche minimale Kurzschlussleistung an dem kurzschlussstromschwächsten Knoten in Deutschland ändert sich nicht und beträgt auch in Zukunft 4,0 GVA, dies entspricht einem Kurzschlussstrom von ca. 5,8 kA. Im extremen Einzelfall (nicht Bestandteil der Untersuchung) können die Kurzschlussströme auch darunter liegen. Dies ist aber

auch heute schon so, z. B. wenn ein Kurzschluss auf einer Höchstspannungs-Stichleitung nur von einem Transformator aus der 110kV-Ebene gespeist wird.

Die minimalen Kurzschlussströme werden auch in Zukunft nicht niedriger als heute sein.

Mindestens bis 2022 sei nicht mit einem kritischen Absinken der Kurzschlussleistung zu rechnen.

4.3 Development of Available Short-Circuit Power in Germany from 2011 up to 2033 [1] und Dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 [3]

Bei [1] handelt es sich im Wesentlichen um eine Kurzfassung der Dena-Systemdienstleistungsstudie [3]. Der Betrachtungszeitraum erstreckt sich bis 2033.

Bei der Betrachtung wurde der Ausbau der regenerativen Erzeugungsanlagen und der Netze aus dem Netzentwicklungsplan 2013 (Szenario für 2030) als durchgeführt betrachtet. Als Ergebnis ist festzuhalten, dass **die minimalen sowie die maximalen Kurzschlussleistungen, welche sich im Betrachtungszeitraum 2011 ergeben haben, auch für das Jahr 2033 nicht unter- bzw. überschritten werden.** Die folgende Abbildung aus der Studie zeigt diesen Sachverhalt für die minimale Kurzschlussleistung, welche für die Funktion der Schutzeinrichtungen entscheidend ist.

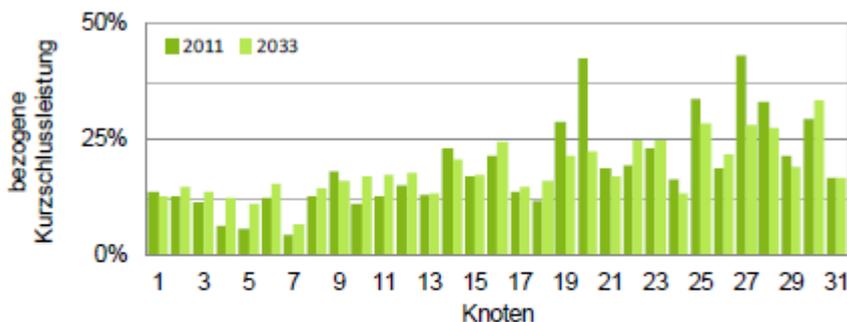


Abbildung 4.4 Darstellung der Kurzschlussleistung im Minimalfall in den Jahren 2011 und 2033 bezogen auf den Knoten mit der größten Kurzschlussleistung (Knoten 20) im Jahr 2011

Der maximale Kurzschlussstrom im deutschen Übertragungsnetz betrug im Jahr 2011 ca. 75 kA, dies ist in den Abbildungen der Studien als 100% angesetzt. Interessanterweise steigt die Kurzschlussleistung in den bisher kurzschlussstromschwachen Knoten des Netzes (dies ist vor allem der Nordosten Deutschlands) eher an, während er in den bisher kurzschlussstromstarken Knoten (dies ist vor allem das Ruhrgebiet) eher sinkt. Der Rückbau von Kraftwerken mit Synchronmaschinen und eine engere Vermaschung des Netzes durch Netzausbau und dadurch steigenden Kurzschlussströme wurden berücksichtigt.

4.5 Zusammenfassung und Beurteilung

Für Schutzeinrichtungen entscheidend sind einerseits der minimale Kurzschlussstrom, der an einem Relaisbauort zu erwarten ist, und andererseits der maximale Laststrom. Da der minimale Kurzschlussstrom im Verbundnetz gegenüber heute nicht wesentlich kleiner wird, reicht die derzeit realisierte Empfindlichkeit der Schutzeinrichtungen im Höchstspannungsnetz im Großen und Ganzen auch für die Zukunft aus. Etwas vereinfacht kann festgehalten werden, dass in Zukunft der Kurzschlussstrom derjenige Strom ist, der von den Lasten aufgrund des Spannungstrichters nicht mehr aufgenommen wird und der sich an der Kurzschlussstelle „sammelt“.

Kurzschlusschutzeinrichtungen benötigen einen bestimmten Mindeststrom. Diese wurden in Kapitel 3 diskutiert.

Die Höhe des Kurzschlussstromes selbst ist jedoch in Höchstspannungsnetzen kein erforderliches Kriterium:

- Distanzrelais arbeiten mit der Fehlerimpedanz, also dem Quotienten aus U und I und sind daher – solange der Mindeststrom erreicht wird – von der Höhe des Kurzschlussstromes unabhängig.
- Differentialschutzeinrichtungen bilden das Kirchhoffsche Gesetz ab, nach dem an einem Knoten in jedem Leiter die Summe aller Ströme Null sein muss. Ist die Summe der Ströme ungleich Null, so fließt dieser „Differenzstrom“ irgendwo hin, wo er nicht hingehört: es handelt sich um einen Fehler im Netz. Auch hier ist die absolute Höhe des Stromes unwichtig, erforderlich ist nur, dass der Differenzstrom den Einstellwert, also den in Kap. 3.2 aufgeführten Mindeststrom, überschreitet.

Im Folgenden wird die Abnahme des Kurzschlussstromes bei langen Höchstspannungsleitungen (380kV) im zweipoligen Fehlerfall dargestellt. Angenommen wurden ein dreipoliger Kurzschlussstrom von 2,5kA (rot) bzw. 5kA (blau) im Rücken des Relais und ein Lichtbogenwiderstand von 20Ω .

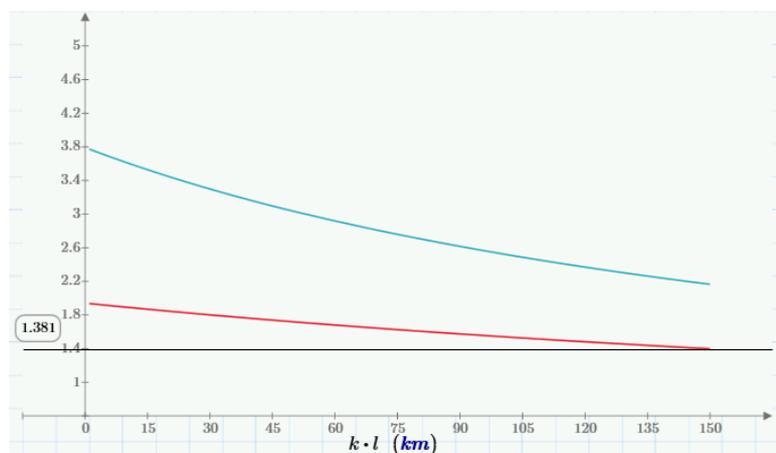


Bild 4-1
Zweipoliger Kurzschlussstrom in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung

Ein Kurzschlussstrom von 1,3kA wird auch bei Fehlern am Ende einer langen Leitung nicht unterschritten. Die gewählten Randbedingungen stellen auch in Zukunft einen sehr pessimistischen Fall dar, der trotzdem von den Kurzschlusschutzeinrichtungen problemlos beherrscht wird.

5 Verarbeitung von Messgrößen in Schutzrelais und Anforderungen an deren Qualität

5.1 Oberschwingungen in Messgrößen

Die übliche Modellvorstellung bei der Betrachtung von Oberschwingungen geht davon aus, dass angeschlossene Geräte Oberschwingungsstromquellen sind, also Oberschwingungsströme in das Netz einspeisen. Diese schließen sich

- über Querkapazitäten des Netzes (vor allem höhere Frequenzen)
- über ohmsche Verbraucher
- in den Synchrongeneratoren (vor allem niedrige Frequenzen)
- löschen sich gegenseitig durch unterschiedliche Phasenlage aus¹

Das folgende Bild 5-1 stellt diese Zusammenhänge dar. Insbesondere wird darauf hingewiesen, dass Multi-Level-Umrichter genauso wie Synchronmaschinen als Senke für Oberschwingungsströme niedriger Ordnung dienen können.

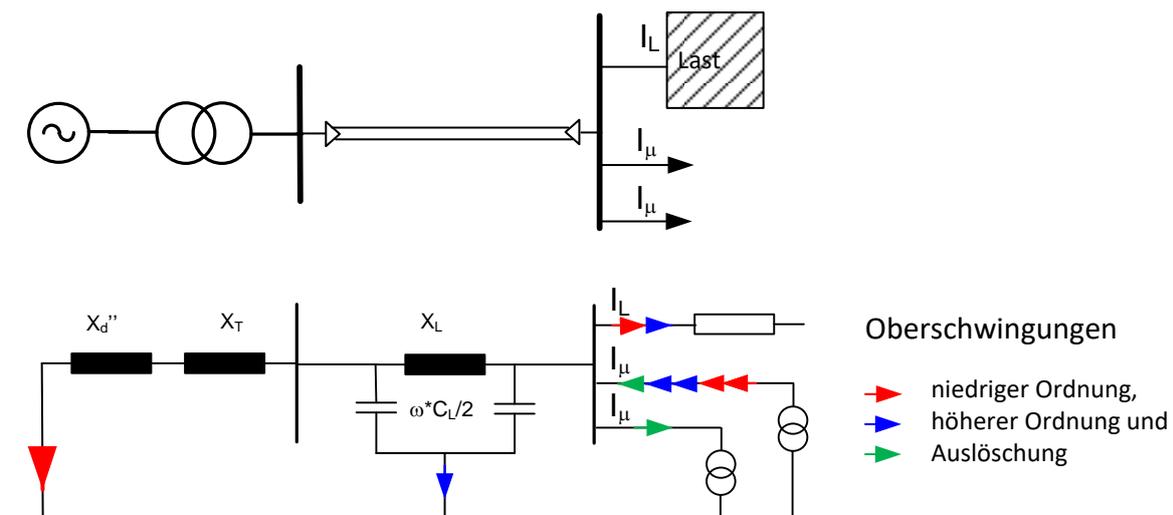


Bild 5-1 Ausbreitung von Oberschwingungen niedriger und höherer Ordnung sowie Auslöschung [9]

In der Realität entstehen Oberschwingungsströme nicht nur durch (leistungs-)elektronische Geräte sondern auch durch nichtlineares Verhalten ganz normaler Netzbetriebsmittel, z. B. durch Sättigung des magnetischen Kreises von Transformatoren. Durch die Magnetisierungskennlinie werden

¹ Bei Oberschwingungen (OS), die in einer festen Phasenlage zur Netzspannung am jeweiligen Gerät entstehen, kann der Effekt der Auslöschung vom Lastfluss zwischen den Anschlusspunkten der OS-Erzeuger abhängen. Bei einem Lastwinkel von $180^\circ/5=36^\circ$ zwischen 2 Anschlusspunkten löscht sich eine zur jeweiligen Spannung phasensynchronisierte 5. OS vollkommen aus.

an einem Netz mit sinusförmiger Spannung Oberschwingungsströme erzeugt. Wenn sich diese Oberschwingungsström nicht ausbreiten können - z. B. wegen einer Polstelle im Netz - dann treten diese Verzerrungen umso mehr in der Spannung auf und beeinträchtigen andere angeschlossene Verbraucher.

Wie wir im Folgenden sehen werden, können sowohl das Vorhandensein von Oberschwingungsströmen als auch deren Fehlen zu Über- oder Unterfunktionen von Schutzeinrichtungen führen.

5.2 Allgemeines – Messwertverarbeitung in Schutzrelais

Der prinzipielle Aufbau eines numerischen Schutzgerätes ist in Bild 5-2 [8] dargestellt und bei allen Geräten gleich.

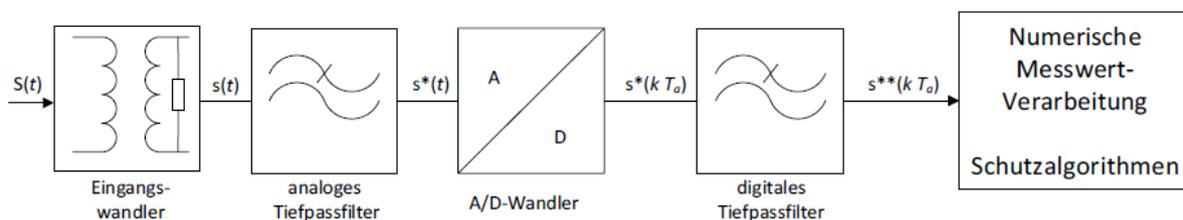


Bild 5-2 Prinzipieller Aufbau eines numerischen Schutzgerätes, Vorverarbeitung der Signale [8]

Unterschiede ergeben sich jedoch durch die Auslegung der einzelnen Komponenten:

- Eingangswandler (eisengeschlossen oder mit Luftspalt)
- analogen Tiefpassfilter bzw. Anti-Aliasing-Filter (Eckfrequenz und Steilheit des Filters)
- A/D-Wandler (Abtastrate)
- digitales Filter (Filterverfahren, Kenngrößen) und der
- numerischen Verarbeitung (Algorithmus)

Während die Schutzgeräte bei rein sinusförmigen Signalen mit Nennfrequenz im Wesentlichen immer dieselben Ergebnisse liefern und in der Regel auch auf Gleichstromglieder unempfindlich reagieren, zeigen sich bei

- Abweichungen von der Nennfrequenz
- einem hohen Anteil von Oberschwingungen und
- zusätzlichen Nulldurchgängen in den Signalen

deutliche Unterschiede zwischen verschiedenen Schutzprinzipien (Strom, Impedanz, Differentialstrom) und verschiedenen Herstellern.

5.3 Anforderungen an die Qualität von Kurzschlussströmen

Da alle hier betrachteten Schutzgeräte für die Erkennung eines Kurzschlusses die Grundschwingung auswerten, muss diese auf jeden Fall bei einem Kurzschluss in ausreichendem Maße in den Spannungs- und/oder Stromgrößen zur Verfügung stehen. Derzeit gibt es keinerlei Vorgaben, wie ein Kurzschlussstrom auszusehen hat. Infolgedessen wäre auch ein Strom gem. Bild 5-3 ein zulässiger

Kurzschlussstrom, obwohl der Oberschwingungsanteil extrem hoch ist. Dies kann dazu führen, dass Differentialrelais bei einem internen Fehler den hohen Oberschwingungsanteil als Stromwandlersättigung interpretieren und die Auslösung blockieren.

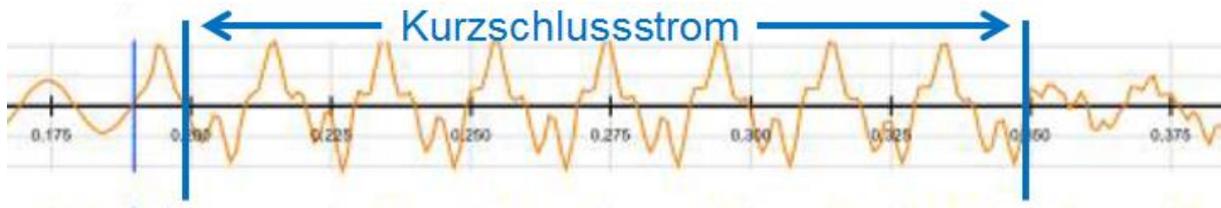


Bild 5-3 Kurzschlussstrom mit einem extrem hohen Anteil an Oberschwingungen

Ferner ist zu berücksichtigen, dass einige Schutzprinzipien gezielt Oberschwingungsströme auswerten, um Fehlfunktionen zu vermeiden, beispielsweise dienen die 2.-te und 5.-te Harmonische zur Blockierung des Transformator-Differentialschutzes beim Einschalten bzw. bei Übererregung. Da eine Unterfunktion von Schutzgeräten im Anforderungsfall ausgeschlossen werden muss, dürfen Oberschwingungen dieser Ordnung im Kurzschlussstrom nicht als Verschmutzung durch Leistungselektronik auftreten. Es wird vorgeschlagen, die Lücke hinsichtlich fehlender Anforderungen an die Qualität des Kurzschlussstromes zu schließen.

Es sind Mindestanforderungen an die Qualität des Kurzschlussstromes aus Erzeugungsanlagen mit Leistungselektronik (hierzu zählen auch Stromrichter von Gleichstromverbindungen) zu definieren, um auch in Zukunft Unterfunktionen der Schutzeinrichtungen sicher ausschließen zu können.

5.4 Anforderung an die Qualität von Strömen im Normalbetrieb

Andererseits benötigen Schutzeinrichtungen aber auch Oberschwingungsströme, um im ungestörten Betrieb Überfunktionen zu vermeiden, als Beispiel hierfür dienen die bereits erwähnten 2. Harmonische beim Einschalten von Transformatoren und die 5. Harmonische bei Übererregung. Diese dürfen einerseits im Falle eines Kurzschlusses nicht „willkürlich“ von leistungselektronischen Geräten erzeugt werden, andererseits dürfen Sie im Normalbetrieb aber auch nicht unterdrückt werden sondern müssen den „natürlichen“ Gegebenheiten des Netzes entsprechen [11]. Ein Gedankenbeispiel möge dies erläutern: wenn ein Transformator (mit Remanenz) an eine Stromquelle geschaltet wird, die einen rein sinusförmigen Strom einspeist, wird die Spannung extrem verzerrt, der Einschaltstrom aber wird keine 2. Harmonische enthalten. Infolgedessen kann das Transformator-Differentialrelais, welches den Einschaltvorgang anhand der 2. Harmonischen im Strom erkennen kann, nicht stabilisieren und wird fehlauslösen.

Oberschwingungsströme, die den natürlichen Netzgegebenheiten entsprechen, müssen fließen können. Hierfür benötigen die Oberschwingungsströme eine „Senke“. In herkömmlichen Netzen

bilden die Polradspannungen von Synchrongeneratoren mit eingepprägter sinusförmiger Spannung eine entsprechende Senke. In leistungselektronik-basierten Netzen könnten diese Senken durch eine entsprechende Steuerung von Umrichtern mit Pulsweitenmodulation ersetzt werden. Insbesondere die eingepprägte nahezu sinusförmige Spannung von Multi-Level-Stromrichtern stellt eine ideale Senke dar. Insofern erscheint es nicht zielführend, Oberschwingungsströme niedriger Ordnung, die durch die Oberschwingungsspannungen des Netzes entstehen, an Multi-Level-Stromrichtern zu unterbinden.

Der Frequenzbereich, den die Schutzrelais benötigen, um sowohl Unter- als auch Überfunktionen sicher unterbinden zu können, ist in Bild 5-4 blau dargestellt.

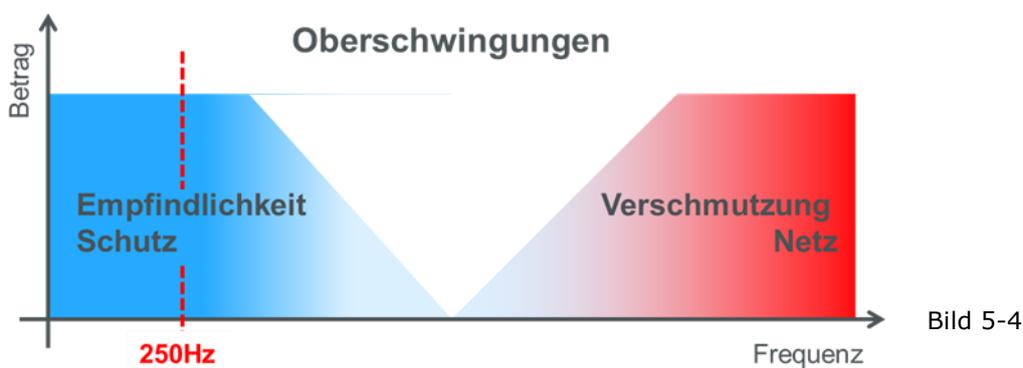


Bild 5-4

5.5 Zusammenfassung und Ausblick

An dieser Stelle konnten nur grobe Zusammenhänge beschrieben werden. Das gesamte Thema in all seinen Zusammenhängen nicht in ausreichendem Maße erforscht. Benötigt wird eine Grundlagenforschung, aus deren Ergebnissen die Anforderungen für zukünftige technische Anschlussrichtlinien für die Zukunft hergeleitet werden können (siehe auch [8]).

Zusammenfassen ergeben sich folgende Anforderungen an den Kurzschlussstrom:

- Einspeisung eines ausreichend hohen Grundschwingungsstromes zur sicheren Anregung von (Kurzschluss-) Schutzgeräten
- Vermeidung unkontrollierter Einspeisung von Oberschwingungsströmen im Kurzschlussstrom, die als Blockadekriterium für Schutzfunktionen verwendet werden (z. B. 2.-Harmonische und 5.-Harmonische für Blockade Differentialschutzauslösung)
- Keine zwanghafte Unterdrückung von Oberschwingungsströmen, die die Spannungsqualität im Netz verbessern und die die Schutzeinrichtungen benötigen
- Begrenzung des Spektrums der von Erzeugungsanlagen mit Leistungselektronik emittierten Oberschwingungen im Kurzschlussstrom im Bereich 0Hz bis mindestens 500Hz
- Sub- und Zwischenharmonische sollen im Kurzschlussstrom nicht auftreten
- Keine Erzeugung zusätzlicher Nulldurchgänge durch überlagerte Oberschwingungen während einer Grundschwingungsperiode



- Keine Verschiebung der Nulldurchgänge der Grundschiwingung durch Oberschwingungen
- Vermeidung geradzahliher Harmonischer

6 Höherauslastung der Netze

6.1 Allgemeines

Zwischen dem Ziel, die Schutzgrenzströme zu erhöhen und der Aufgabe der Schutzeinrichtungen, auch bei ungünstigen Fehlerkonstellationen Kurzschlüsse sicher und selektiv abzuschalten, besteht ein Spannungsverhältnis. Aus diesem Grund können bestimmte Einstellparameter nicht weiter reduziert werden; insbesondere die Einstellung der 3. Zone stellt mit $Z_3 \geq 14\Omega - 18\Omega$ eine derartige Grenze dar, auch können bestimmte Betriebskonzepte die Sicherstellung einer unabhängigen Überstromanregung im Hauptschutzbereich erfordern. Trotzdem ist eine Erhöhung der Schutzgrenzströme deutlich über das bisherige Maß hinaus möglich, erfordert aber eine Kombination von im Folgenden genannten Maßnahmen.

Der Schutzgrenzstrom wird aus der Anregeinstellung des Distanzrelais (hier im Wesentlichen die Einstellung R_{AN} auf der Resistanzachse) unter Berücksichtigung von Sicherheitsfaktoren und des maximal auftretenden Lastwinkels berechnet. Im Netzführungssystem wird aus dem Schutzgrenzstrom (I_{SG}) durch Multiplikation mit dem transienten Sicherheitsfaktor der Engpassstrom-Schutz (I_{EngS}), welcher bei der Netzsicherheitsrechnung als Grenzwert überwacht wird.

Zusammengefasst gilt für den Engpassstrom-Schutz

$$I_{EngS} = f_t * I_{SG} \quad (\text{Gl. 6-1})$$

Mit dem Schutzgrenzstrom

$$I_{SG} = f_U * \frac{U_n}{\sqrt{3}} * f_R * f_m * \cos \varphi_{Last} * \frac{1}{R_{AN}} \quad (\text{Gl. 6-2})$$

wird

$$I_{EngS} = f_t * f_U * \frac{U_n}{\sqrt{3}} * f_R * f_m * \cos \varphi_{Last} * \frac{1}{R_{AN}} \quad (\text{Gl. 6-3})$$

Hierbei sind:

U_n	Netznennspannung	400kV (für Schutz)
f_t	Sicherheitsfaktor für transiente Ausgleichsvorgänge	<u>0,833</u> - 1,0
f_U	Minimale Spannung nach dem Fehler	0,84 - <u>0,85</u> - 0,90
f_R	Rückfallverhältnis	0,95
f_m	Messgenauigkeit (Wandler, Relais)	0,90
$\cos \varphi_{Last}$	Wirkanteil des Scheinstromes	
	- bei niedrigen Strömen	0,80
	- bei sehr hohen Strömen	0,975
R_{AN}	Anregeinstellung auf der Resistanzachse	z. B. $30\Omega_{\text{primär}}$

Die letzten Untersuchungen, die in den Jahren 2009/10 stattfanden, ergaben einen durchgängig realisierbaren Schutzgrenzstrom von ca. 4480A bzw. einen Engpassstrom-Schutz von ca. 3.730A.

In Bild 6-1 sind die damals getroffenen Überlegungen und Sicherheitsmargen dargestellt.

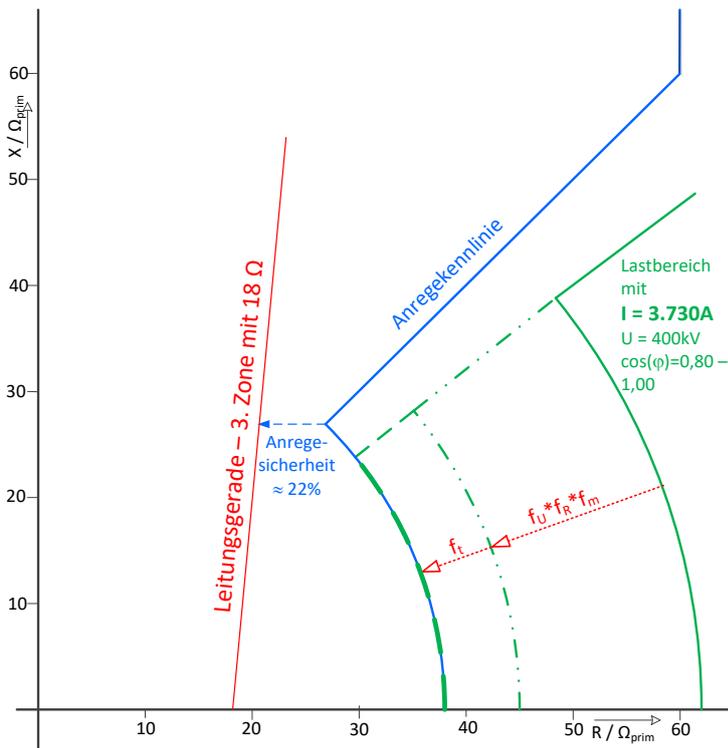


Bild 6-1

Darstellung der Zusammenhänge zwischen Lastbereich mit einem Strom von 3.730A und der hierfür gewählten Anregekennlinie

(Sicherheitsfaktoren wie unter Gl. 6-3 aufgeführt)

Seitdem wurden die Schutzeinrichtungen im deutschen 400kV-Netz durchgängig digitalisiert. Dadurch ergeben sich neue Möglichkeiten, den Schutzgrenzstrom bei Distanzschutzeinrichtungen zu erhöhen, ohne die Ziele

- Vermeidung von Überfunktionen (Fehlauslösungen) und
- Einhaltung der erforderlichen Empfindlichkeit

vernachlässigen zu müssen. Im Einzelnen sind dies:

- Verringerung der Anregesicherheit (vgl. Kap. 6.2 Pkt. 2).
- Die Aktivierung eines zusätzlichen empfindlichen Erdkurzschlusschutzes bietet die Möglichkeit, die Anregung auf mehrpolige Kurschlüsse (und damit unempfindlicher) einzustellen (vgl. Kap. 6.2 Pkt. 3).
- Eine flächendeckende Aktivierung von Pendelsperren bietet die Möglichkeit, auf den Sicherheitsfaktor für transiente Ausgleichsvorgänge zu verzichten (vgl. Kap. 6.2 Pkt. 4).
- Eine Anpassung des Anregepolygons (besserer $\cos\varphi$ bei hohen Strömen) erfordert zwar Entwicklungsaufwendungen seitens der Schutzrelaishersteller, eine Implementierung vor Ort ist aber mit relativ wenig Aufwand durch Firmwareupdates möglich (vgl. Kap. 6.2 Pkt. 5).

Ferner wurden bzw. werden in den Netzleitsystemen Funktionen und Algorithmen realisiert, die eine bessere Überwachung des Netzes und eine Online-Kontrolle der Schutzeinrichtungen zulassen, wodurch die Auslastung erhöht werden kann, vgl. Kap. 6.2 Pkt. 1 und Pkt. 6.

6.2 Mögliche Maßnahmen

1) Online-Monitoring

Schutzeinstellungen müssen sowohl bezüglich des Erkennens von Kurzschlüssen als auch im Hinblick auf die Vermeidung von Überfunktionen konservativ eingestellt werden. Für die Vermeidung von Überfunktionen bedeutet dies, dass alle möglichen für den Schutz maßgebenden Parameter abgeschätzt werden müssen. Für den Distanzschutz sind dies

- niedrigste Betriebsspannung,
- maximaler Messfehler und
- schlechtester $\cos(\varphi)$

Da nicht immer – so wie bisher in der Einstellung berücksichtigt – alle der für die Schutzeinstellung begrenzend wirkenden Faktoren gleichzeitig auftreten, können durch Hilfsmittel im Netzführungssystem Spielräume für eine höhere Auslastung eröffnet werden:

- Durch eine n-1-Sicherheitsrechnung mit den aktuellen Betriebsdaten des Netzes und durch einen automatisierten Vergleich der Lastimpedanzen nach Ausfall eines Betriebsmittels mit den eingestellten Anregepolygonen können Spielräume für eine Höherauslastung genutzt werden, da meistens Spannung und $\cos(\varphi)$ nach Ausfall eines Betriebsmittels besser sein werden, als man für die Schutzeinstellung als Worst-Case-Betrachtung annehmen musste.
- Durch Verwendung der aktuellen von den Schutzrelais gemessenen Betriebswerten in der Netzsicherheitsrechnung kann die Sicherheitsmarge, die für Messfehler von Wandlern und Relais bei der Schutzeinstellung berücksichtigt wird, reduziert werden.
- Soll eine wirksame Überstromanregung erreicht werden, kann anstelle eines statischen Anregewertes ein an die Kurzschlussleistung angepasster dynamischer Wert verwendet werden.

2) Anregesicherheit

Bisher wird bei der Schutzeinstellung eine Sicherheitsmarge von 25-30% als Anregesicherheit zwischen der 3. Zone und der Anregung berücksichtigt. Bei elektromechanischen und bei analogelektronischen Schutzrelais war dies zwingend erforderlich, da Anregung und Zonenmessung jeweils als eigene Baugruppen mit ihren jeweils eigenen Bauteiltoleranzen ausgeführt waren. Bei digitalen Relais werden die analogen Wandlergrößen jedoch nur einmal digitalisiert und anschließend werden sowohl für die Zonenmessung wie auch für die Anregung dieselben digitalisierten Werte numerisch ausgewertet – Bauteiltoleranzen treten daher nur einmal als Fehler auf. Da mittlerweile im HöS-Netz durchgängig digitale Schutzeinrichtungen installiert sind, kann der Anregesicherheitsfaktor von derzeit ca. 30% auf beispielsweise 15% reduziert werden.

3) Anregeeinstellung

Für mehrpolige Fehler kann die Anregung im Lastbereich unempfindlicher gestaltet werden, solange der Mindestabstand (Anregesicherheit) zur 3. Zone eingehalten wird. Kritisch sind allerdings einpolige Fehler mit einem hohen resistiven Anteil der Kurzschlussimpedanz. Diese treten glücklicherweise so selten auf, dass eine Abschaltung in Schnellzeit nicht erforderlich ist.

Daher wird empfohlen, bei einer unempfindlicheren Anregeeinstellung als 30Ω auf der Resistanzachse einen empfindlichen Erdkurzschlusschutz zu aktivieren, der derartige Fehler nach der Netzzeit abschalten kann.

4) Ausgleichsvorgänge (Faktor f_t)

Auf den Faktor 0,833 von Schutzgrenzstrom zu Schutz-Engpassstrom könnte verzichtet werden, wenn entweder durch dynamische Berechnungen Pendelungen, die zu Schutzauslösungen führen, ausgeschlossen werden, oder wenn Pendelsperren in den Schutzgeräten aktiviert sind.

5) Optimierte Gestaltung der Fläche der Impedanzanregung (Lastwinkel, $\cos\varphi_{Last}$)

Bei hohen Lastströmen ist ein $\cos\varphi$ von 0,8 wegen zu hoher Spannungsfälle im Netz unrealistisch. Wenn sichergestellt ist, dass nach Ausfall eines Betriebsmittels keine höheren Blindströme als beispielsweise als beispielsweise 2.000A auftreten (\Rightarrow Planungskriterium) können die Anregekennlinien optimiert werden. Das folgende Bild stellt dies beispielhaft dar.

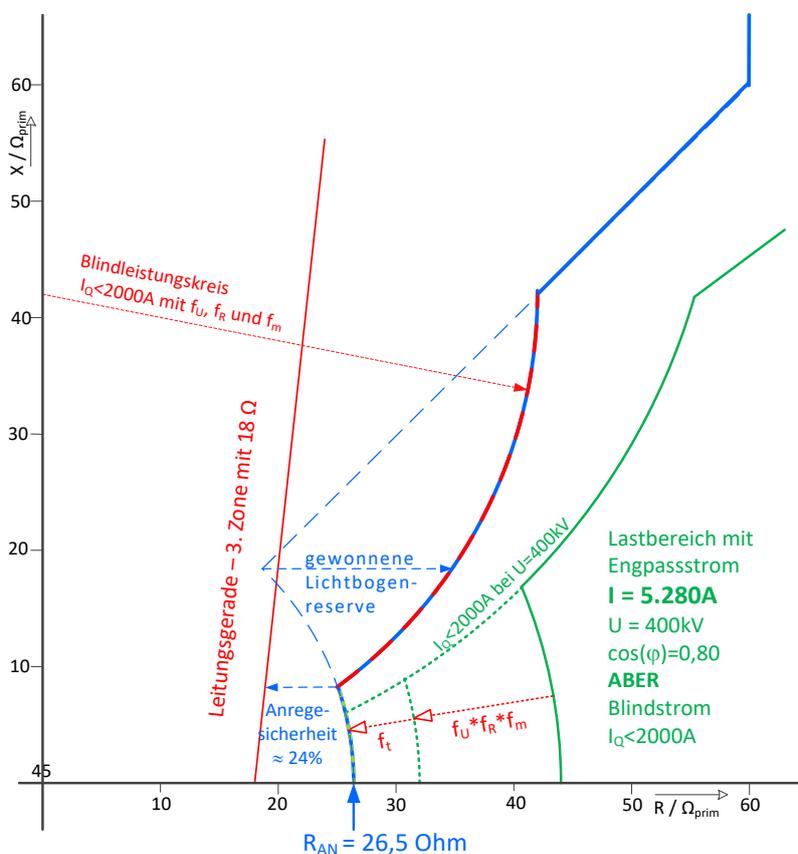


Bild 6-2

Begrenzung des Lastbereichs auf 2000A Blindstrom und angepasste Anregelkennlinie zur Erhöhung der Lichtbogenreserve (Sicherheitsfaktoren wie unter Gl. 6-1 aufgeführt)

6) Minimale Betriebsspannung (Faktor f_U)

Als minimale Betriebsspannung sind in Deutschland 90% von 400kV vereinbart. Diese müssen bei einer statischen Schutzgrenzwertbestimmung immer berücksichtigt werden. Derzeit werden teilweise niedrigere minimale Spannungen für die Schutzeinstellung angesetzt, beispielsweise $f_U=0,85$ – diese können je nach Netzkonstellation erhöht werden, falls sichergestellt ist, dass diese sich nach einem Fehler im Netz wieder einstellt.

Wie in den Punkten 1 – 6 dargestellt, kann ein höherer Engpassstrom-Schutz mit unterschiedlichen Mitteln bzw. mit einer Kombination dieser Mittel erreicht werden. Bild 6-3 zeigt hierzu ein Ablaufdiagramm, welches eine Entscheidungshilfe sein kann.

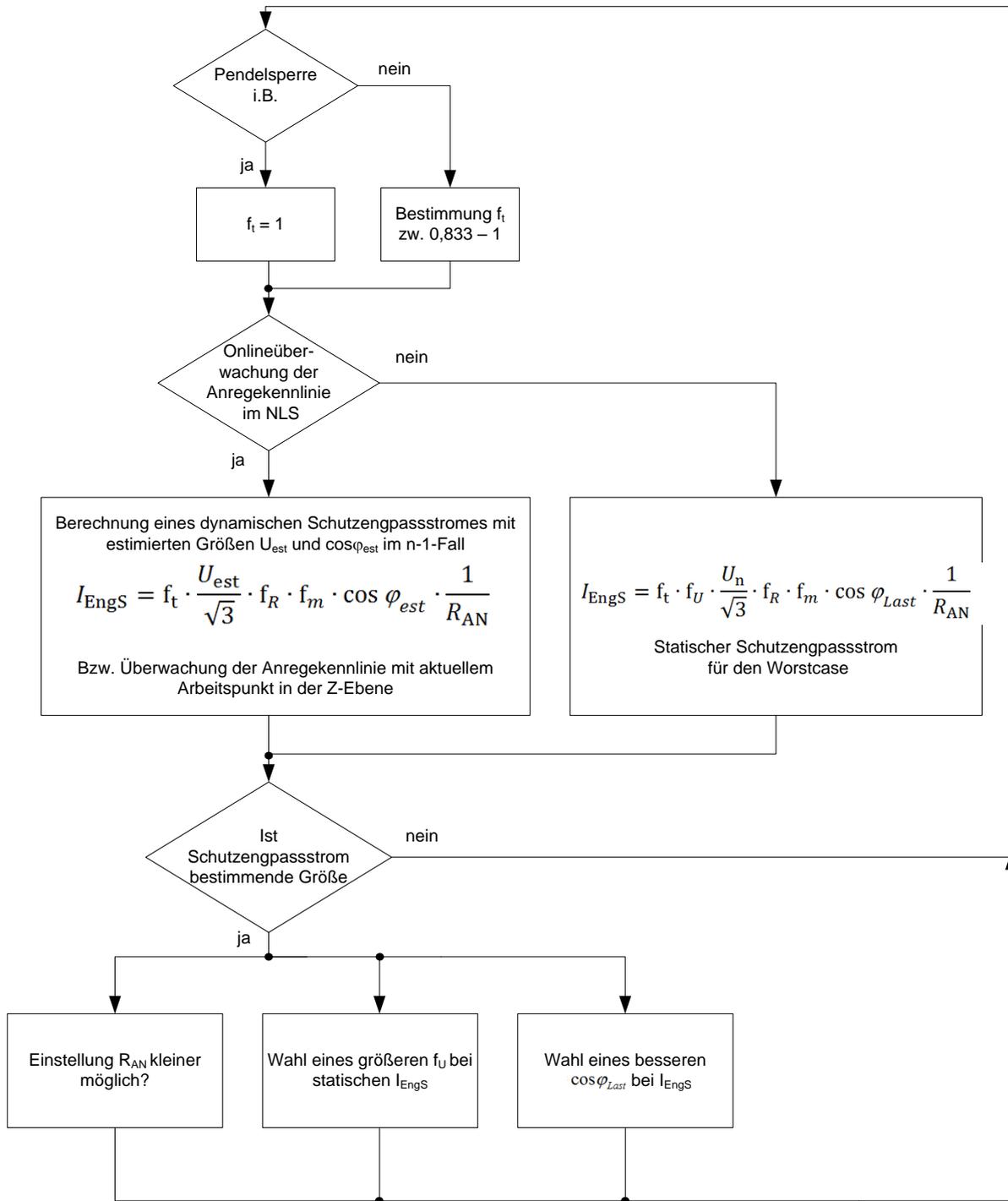


Bild 6-3 Ablaufdiagramm zur Optimierung des Engpassstromes-Schutz

7 Zusammenfassung und Ausblick

Allgemeines

Die heute **im Höchstspannungsnetz eingesetzten Schutzeinrichtungen erkennen sicher Kurzschlüsse ab einem Mindeststrom von 400-600A**. Mit derselben Einstellung können **Lastströme mit mehreren kA sicher übertragen werden**. Die derzeit verfügbaren **Schutzprinzipien und Schutzkonzepte genügen** im Wesentlichen auch **den zukünftigen Anforderungen**, die sich aus der erhöhten Durchdringung der Netze mit Wechselrichtern ergeben. Die Gefahr der **Unterfunktion von Schutzeinrichtungen durch abnehmende Netzkurzschlussleistung besteht** nach unseren Erkenntnissen **nicht**.

Nicht berücksichtigt wurde der Effekt verminderter Massenträgheit im Elektroenergiesystem. Die Verfasser gehen davon aus, dass die Frage Inertia zu lösen sein wird, bevor sich für den Kurzschlusschutz beeinträchtigende Effekte bemerkbar machen werden. Das Thema Inertia wurde daher für diesen Bericht ausgeklammert.

Normungsbedarf

Derzeit existieren keine Anforderungen an die Qualität des „Kurzschluss“-Stromes, der im Fehlerfall zu liefern ist. Es wird empfohlen, bei VDE-FNN eine Arbeitsgruppe einzusetzen, die hierfür einen Anwendungshinweis erarbeitet. Die hierbei gewonnenen Erkenntnisse können später in die Überarbeitung der „Technischen Anschlussregeln“ (TAR) einfließen.

Forschungsbedarf

Bei der Entwicklung zukünftiger Schutzrelais ist besondere Sorgfalt auf das Zusammenspiel einer adäquaten analogen Vorfilterung, der AD-Wandlung und der digitalen Filterung zu legen, um nachteilige Effekte durch leistungselektronische Betriebsmittel ausschließen zu können.

Forschungsbedarf bei den Normungsaktivitäten sowie bei der Entwicklung leistungselektronischer Geräte sehen wir in der Frage der Oberschwingungen. Nach unserer Auffassung ist der derzeitige Ansatz, für die Einspeisung von Oberschwingungsströmen lediglich einen Höchstwert festzulegen, nicht ausreichend. Dringend geklärt werden muss die Frage, wo in einem zukünftigen von Leistungselektronik dominierten Netz die Senken für niederfrequente Oberschwingungsströme sein werden. Die Beantwortung dieser Frage kann dazu führen, dass leistungselektronische Erzeugungsanlagen in Zukunft „spannungsquellenähnliche“ Eigenschaften erhalten müssen.

Berücksichtigung der Erkenntnisse bei der Schutzeinstellung

Eine konservative Schutzeinstellung bedeutet, dass einerseits der Kurzschlussschutz des Betriebsmittels auch bei außergewöhnlichen Betriebszuständen gewährleistet sein muss, dass andererseits aber auch eine zu empfindliche Schutzeinstellung, die zu einer Überfunktion des Schutzes und damit zur Fehlauflösung mit möglicherweise katastrophalen kaskadierenden Effekten führen kann, unter allen Umständen vermieden werden muss. In der Regel wird diese Anforderung durch die Verwendung von Sicherheitsfaktoren bei der Schutzeinstellung erfüllt; die in diesem Bericht aufgeführten Sicherheitsfaktoren haben sich bewährt und sind in diesem Sinne konservativ. Eine konser-

vative Schutzzeinstellung muss auch in Zukunft beibehalten werden; dies bedeutet, dass von den hier aufgeführten Sicherheitsfaktoren nur dann abgewichen werden darf, wenn der dadurch auftretende sicherheitsreduzierende Effekt durch andere Maßnahmen – z.B. bessere Überwachung des Betriebszustandes, Online-Monitoring o. a. – kompensiert werden kann.

Entwicklungsbedarf

Bei der zu erwartenden Höherauslastung des deutschen Übertragungsnetzes stoßen polygonale Anregekennlinien von Distanzschutzeinrichtungen teilweise an ihre Grenzen. Es wird empfohlen, diese flexibler zu gestalten, beispielsweise durch die Einführung eines Blindstromkreises.

8 Literatur, Weiterführende Informationen

- [1] Development of Available Short-Circuit Power in Germany from 2011 up to 2033; Andreas Kubis, Sven Rüberg, Christian Rehtanz; CIRED Workshop – Rome, 11-12 June 2014, CIRED Paper 379
- [2] Systemsicht – Einfluss von Wechselrichtern im Verteilnetz auf Kurzschlüsse im Übertragungsnetz; S. Altschaeffl, R. Witzmann; VDE-FNN
- [3] Dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 – Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien; Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin; 2014; Seite 149 ff.
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf
- [4] „Elektrische Kraftwerke und Netze“, H. Happoldt und D. Oeding, 5. Auflage 1978, ISBN 3-540-08305-7, Springer Verlag Berlin Heidelberg New York, S. 417
- [5] TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber; Version 1.1, August 2007, Verband der Netzbetreiber – VDN, Seite 32/33
- [6] PG Systemstabilität, „Anforderungen an Netzschutzeinrichtungen im Übertragungsnetz“, 19. Mai 2010, Kap. 4.3.4
- [7] Technischer Bericht „Maximale Stromübertragungsfähigkeit langer Leitungssysteme aus Sicht des Netzschutzes“, Jens Hauschild, Hendrik Föhring, Timo Keil, Fred Oechsle, Holger Kühn; EnBW 12. Oktober 2011
- [8] Bericht EVSL 1607 „Anforderungen an den zeitlichen Verlauf von Kurzschlussströmen leistungselektronischer Betriebsmittel zur ordnungsgemäßen Funktion numerischer Selektivschutzgeräte“, J. Meyer, M. Lindner und M. Schielbach, Technische Universität Dresden, Institut für elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Dresden, August 2017 (nicht veröffentlicht)
- [9] „Der Einfluss regenerativer Erzeugungsanlagen auf den Kurzschlussstrom“, H. Kühn, Tutorial Schutz- und Leittechnik 2012, Mainz
- [10] <https://www.vde.com/de/fnn/dokumente>
- [11] 12. ETG/GMA-Fachtagung Netzregelung und Systemführung“, „Sicherstellung der Schutzfunktion in AC-Netzen“, H. Kühn, TenneT TSO GmbH
- [12] „Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid“, Working Group B4.57, Cigré, Dezember 2014

A. Anlage „Systemsicht – Einfluss von Wechselrichtern“

Zusammenfassung „Systemsicht – Einfluss von Wechselrichtern im Verteilnetz auf Kurzschlüsse im Übertragungsnetz“ [2]

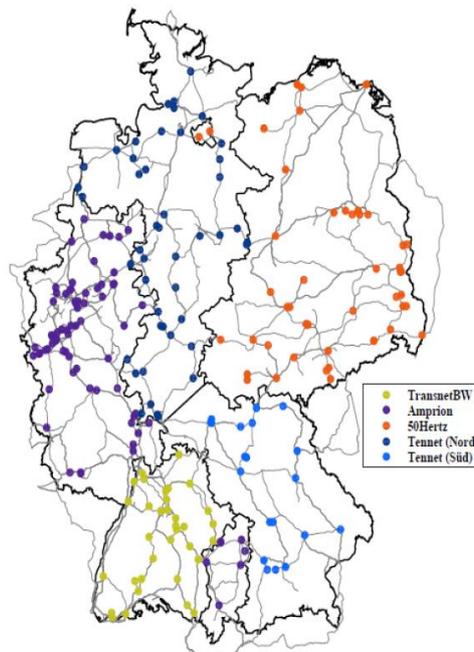
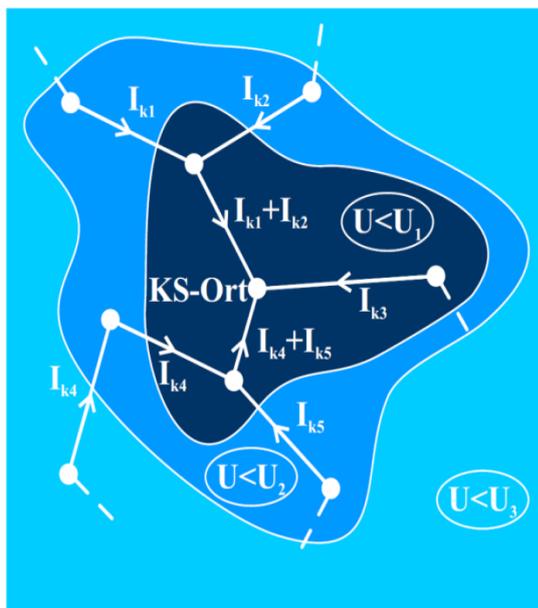
Das FNN-Papier ist eine Kurzfassung der Dissertation von **Herrn Altschaeffle** von der TU München.

Untersucht werden die Kurzschlussauswirkungen im deutschen Übertragungsnetz bei verschiedenen Einspeiseszenarien. Dabei geht es in erster Linie um den bei 3-poligen Kurzschlüssen im Übertragungsnetz entstehenden Spannungstrichter und der damit einhergehenden „betroffenen Last“. Als betroffene Lasten werden in der Studie solche bezeichnet, welche im Kurzschlusseintritt eine Spannung $<0,9$ p.u. sehen.

Grundlage der Studie ist ein generisches Netzmodell, das aus geografischen Daten (Google™ Earth) modelliert wurde. Die Ergänzung um die elektrischen Parameter und die Konvertierung nach PSS@NETOMAC erfolgte über ein Matlab Konvertierungstool. Abschließend wurden die für eine RMS-Simulation notwendigen Spannungs- und Drehzahlregler modelliert (Standardregler).

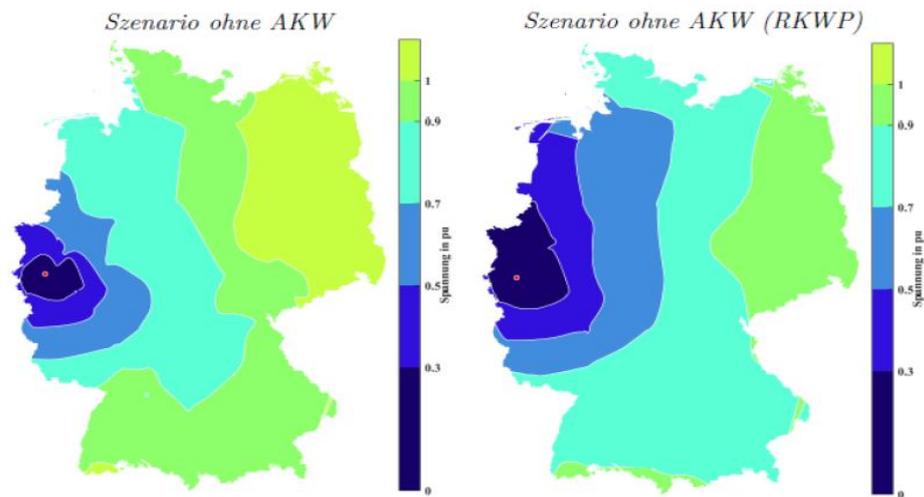
Eine weitere Festlegung ist die Modellierung der regenerativen Erzeuger gemäß den für die jeweilige Spannungsebene gültigen Netzanschlussregeln. Hierbei werden die maximal möglichen Parameter zugelassen. Es wurde kein Netzausbau angenommen.

In den Grundlagen wird weiterhin der Mechanismus der Entstehung des Spannungstrichters bei Kurzschlüssen erläutert, sowie die Auswahl der Kurzschlussorte grafisch dargestellt. Der Kurzschlussbeitrag der Nachbarnetze Deutschlands wird in fünf Stufen (0%, 25%, 50%, 75% und 100%) angesetzt, um den Einfluss dieser Netze in den verschiedenen Szenarien aufzuzeigen.



Die für das AP2 relevanten Vergleichsszenarien in der Studie sind der angenommene Starklastfall mit mehr als 50% Erzeugung aus regenerativen Energien und der Schwachlastfall (RKWP) mit mehr als 80% Erzeugung aus regenerativen Energien.

Nachfolgend eine Darstellung mit einem simuliertem Kurzschluss und dem sich ausbreitenden Spannungstrichter.



Die für AP2 wesentlichen Aussagen sind:

Das Szenario RKWP führt durch die Ausdehnung des Spannungstrichters zu einer starken Zunahme der betroffenen Last (bis zu fast 100%), **jedoch ist die Auswirkung auf die durchschnittliche Kurzschlussleistung deutlich geringer.**

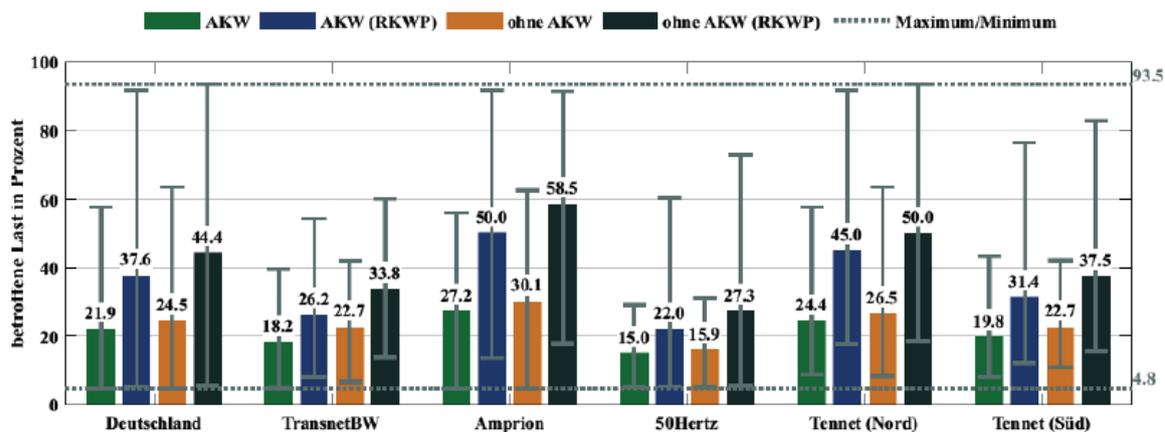


Abbildung 3.4: Durchschnittliche *betroffene Last* in Deutschland und je Region [Alt16]

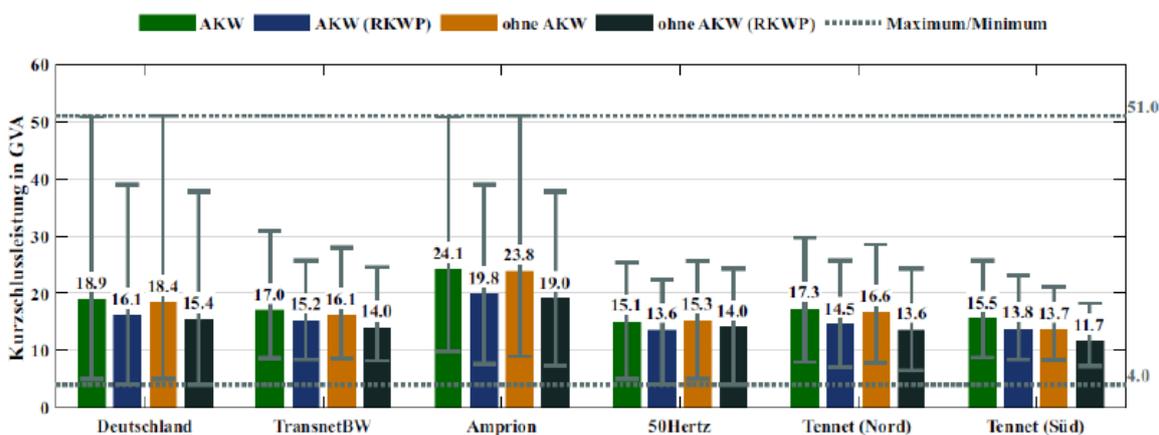


Abbildung 3.5: Durchschnittliche *Kurzschlussleistung* in Deutschland und je Region [Alt16]

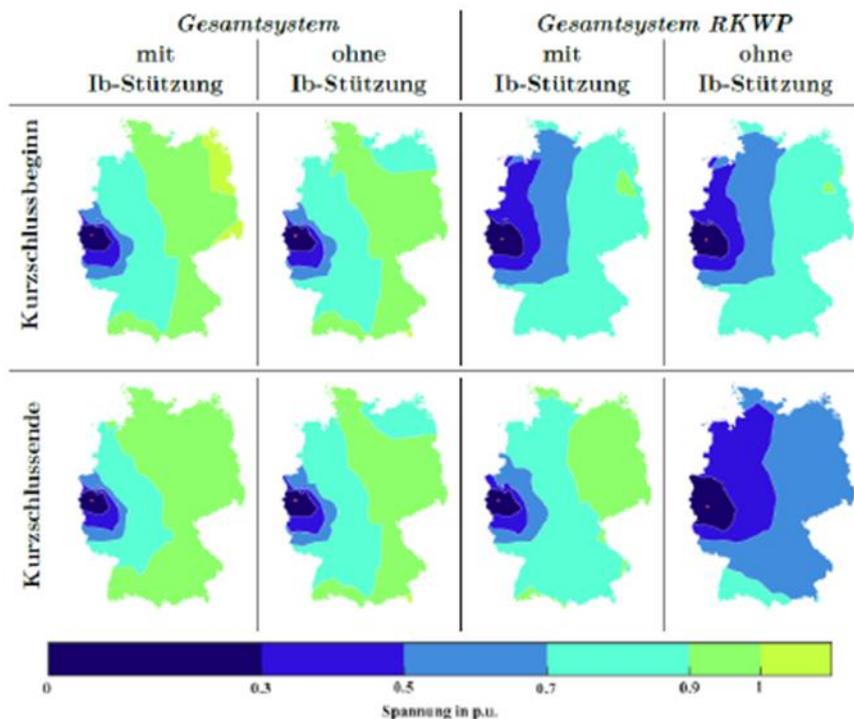
Dies wird darauf zurückgeführt, dass in diesem Szenario der Einfluss der Nachbarnetze Deutschlands deutlich zunimmt.

Empfehlungen:

Für die Hochspannungsebene empfiehlt die Studie den über Wechselrichtern angeschlossenen Erzeugern eine Q(U)-Regelung mit aktivierter Blindstromstützung während eines Kurzschlusses.

Für die in der Mittelspannung angeschlossenen Erzeuger gilt die gleiche Empfehlung, jedoch ist der positive Effekt auf das Transportnetz nicht in gleichem Maße festzustellen. Im NS-Netz wird der Zero-Power-Mode empfohlen.

Die Ausbreitung des Spannungstrichters mit und ohne Blindstromstützung ist folgendem Diagramm zu entnehmen.



Fazit:

Da es sich hier um eine RMS-Simulation handelt, kann neben der Berechnung der quasistationären Kurzschlussgrößen auch eine Aussage über die dynamische Spannungs- und Winkelstabilität getroffen werden. Diese war in den Simulationen mit Fehlerdauern von maximal 300ms und den verwendeten Standardreglern grundsätzlich gegeben.

Weiterhin ist laut der Studie mindestens bis 2022 nicht mit einem kritischen Absinken der Kurzschlussleistung zu rechnen.

Dies gilt aber insbesondere vor dem Hintergrund der Einbindung des deutschen Transportnetzes in das europäische Gesamtsystem.

In der Studie wird darauf hingewiesen, dass zukünftig, bei vermehrter Einspeisung aus über Wechselrichter angeschlossenen Erzeugern, regelungsbedingt mit einem verspäteten Eintritt des maximalen Fehlerstromes zu rechnen ist.

Weiteren Aussagen über die zukünftige Qualität des Kurzschlussstromes können mit dieser Untersuchung nicht getroffen werden.

Durch eine geeignete reduzierte Nachbildung der unterlagerten MS- und NS/Netze unterhalb der HS/Netze, war es in der Studie möglich, eine Abschätzung zu machen, wie viel Erzeugerleistung im NS-Netz (derzeit Einstellung: Trennung bei 80 % Un und kleiner, unverzögert) bei Kurzschlüssen im HÖS-Netz ausfällt. Bei einigen Fehlerorten werden 3 GW deutlich überschritten. Deshalb muss die NS-Richtlinie bezüglich der Schutzeinstellung der NS-Erzeuger dringend angepasst werden, damit diese Zahl bei dem laufenden PV-Zubau nicht noch weiter ansteigt.

B. Anlage Dena-Studie “Systemdienstleistungen”

Zusammenfassung - “Development of Available Short-Circuit Power in Germany from 2011 up to 2033” [1] aus dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 [3]

Ziel der Untersuchung:

Ziel der Untersuchung war das Aufzeigen von Veränderungen der Verteilung und des Betrages der Kurzschlussleistungen im deutschen Transportnetz zwischen den Betrachtungszeiträumen 2011 und 2033.

Annahmen/Basis:

Basis der Untersuchung bilden zum einen ein aus näherungsweise 200 Netzknoten bestehendes, aggregiertes Netzmodell des Europäischen Verbundnetzes, wobei das deutsche Transportnetz hierbei durch 31 Knoten abgebildet ist, und zum anderen ein aus 60 Knoten bestehendes Modell eines repräsentativen deutschen Verteilnetzes (110kV).

Für die bis 2033 durch den Ausbau des Transportnetzes zu erwartenden Veränderungen wurde das zugehörige Netzmodell entsprechend der im Netzentwicklungsplan 2013 aufgezeigten Struktur erweitert bzw. angepasst.

Daraus folgt der in Tabelle 1 dargestellte Kraftwerkspark für das Untersuchungsjahr 2033 in Deutschland. Der Ausstieg aus der Kernenergie ist vollzogen, ein sehr starker Zubau von Erdgaskraftwerken hat stattgefunden und somit ergibt sich die konventionelle Erzeugungsleistung zu ca. 73 GW.

Tabelle 1: Prognostizierte installierte Erzeugungsleistung in Deutschland 2033 entsprechend NEP2013 (Gesamt: 259 GW)

Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Pumpspeicher	Sonstige	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik	Wasserkraft	Biomasse Sonstige
12 GW	20 GW	41 GW	11 GW	3 GW	66 GW	25 GW	65 GW	5 GW	11 GW
In Summe 259 GW, grundlastfähig 84-89 GW, konventionelle Erzeugungsleistung 73 GW									

Bezüglich der Modellierung der Einspeisungen wurden konventionelle Kraftwerke als Synchrongeneratoren und Erneuerbare Energien durch selbstgeführte U-Umrichter abgebildet.

Das Verhalten dieser Umrichter im Kurzschlussfall wurde entsprechend der Vorgaben der während der Durchführung der Studie aktuellen Netzanschlussbedingungen definiert (BDEW: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Juni 2008).

Die Verteilung von Last bzw. Erzeugung wurde mittels einer Marktsimulation unter Einbeziehung der Nachbarländer Deutschlands und Italien für beide Betrachtungszeiträume in stündlicher Auflösung ermittelt.

Die Bestimmung der Kurzschlussleistungen der Netzknoten erfolgte entsprechend DIN VDE 0102 (EN 60909)

Ergebnisse:

Aus der Studie ist ersichtlich, dass es zu einer Verdrängung von konventionellen Kraftwerken durch dezentrale Erzeugung kommt, **wobei die minimalen sowie maximalen Kurzschlussleistungen, welche sich im Betrachtungszeitraum 2011 ergeben haben, auch für das Jahr 2033 nicht unter- bzw. überschritten werden.**

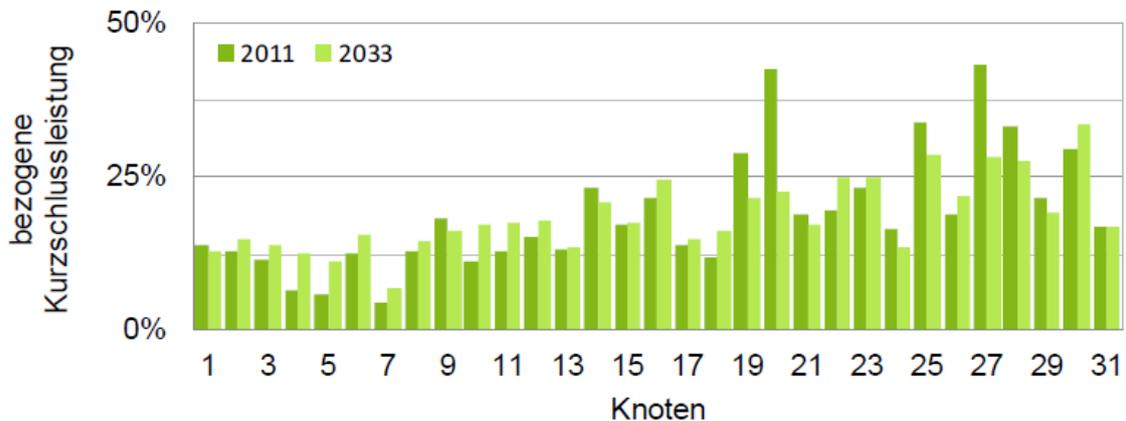


Abbildung 4.4 Darstellung der Kurzschlussleistung im Minimalfall in den Jahren 2011 und 2033 bezogen auf den Knoten mit der größten Kurzschlussleistung (Knoten 20) im Jahr 2011

Abbildung 4.4, Seite 165 aus [3]

Weiterhin wird durch die Studie gezeigt, dass Knoten mit in 2011 höherer Kurzschlussleistung auch 2033 Knoten mit hoher Kurzschlussleistung, und umgekehrt Knoten, für die sich in 2011 geringe Kurzschlussleistungen ergaben, auch in Zukunft Knoten mit geringer Kurzschlussleistung sein werden. Im Mittel erhöht sich die Kurzschlussleistung um ca. 20 %.

Der Zubau von Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen führt zum erhöhten Bedarf von Netzkuppungen, woraus eine engere Kopplung zwischen den Spannungsebenen resultiert. Aufgrund des Ausbaus wetterabhängiger EE-Anlagen ergibt sich eine knotenbezogene wetterabhängige Verfügbarkeit der Kurzschlussleistung.

Auffällig ist die Tatsache, dass für einige Regionen trotz Reduzierung der installierten Erzeugungsleistung die Kurzschlussleistung zunimmt. Dieser Effekt wird dadurch begründet, dass lokal reduzierte Kraftwerks- und damit Kurzschlussleistung zu einer Abflachung des Spannungstrichters führt, wodurch sich der Kurzschlussleistungsbeitrag entfernter Generatoren erhöht. Dies wird dadurch verstärkt, dass sich die elektrische Entfernung der verbleibenden Generatoren durch den Ausbau der Netze verkürzt.

Bezogen auf die aus dem Ausland bereitgestellte Kurzschlussleistung zeigt die Studie, dass sich diese bis 2033 nicht signifikant gegenüber dieser im Jahre 2011 erhöht.

C. Anlage – Multi-Level-Umrichter

Verhalten von Multi-Level-Stromrichtern hinsichtlich Oberwellen im Netz (C. Butterer)

Die folgende Abbildung (Bild C-1) zeigt die vereinfachte Regelungsstruktur eines Multi-Level-Stromrichters. Diese Struktur basiert auf einer kaskadierten Regelung, wobei zwischen übergeordneten und stromrichterspezifischen Regelungen (Upper-Level-Controls bzw. Lower-Level-Controls) unterschieden werden kann [12]. Dabei sind die für den Netzbetreiber relevanten Regelungen wie beispielsweise eine Wirkleistungsregelung, eine Blindleistungsregelung oder eine eventuelle AC-Spannungsregelung für den Fall eines Inselbetriebes in den übergeordneten Regelungen enthalten. Die stromrichterspezifischen Regelungen beziehen sich auf Regelgrößen wie beispielsweise die Umrichterklammenspannung oder die Spannungen der Submodulkondensatoren (Balancing).

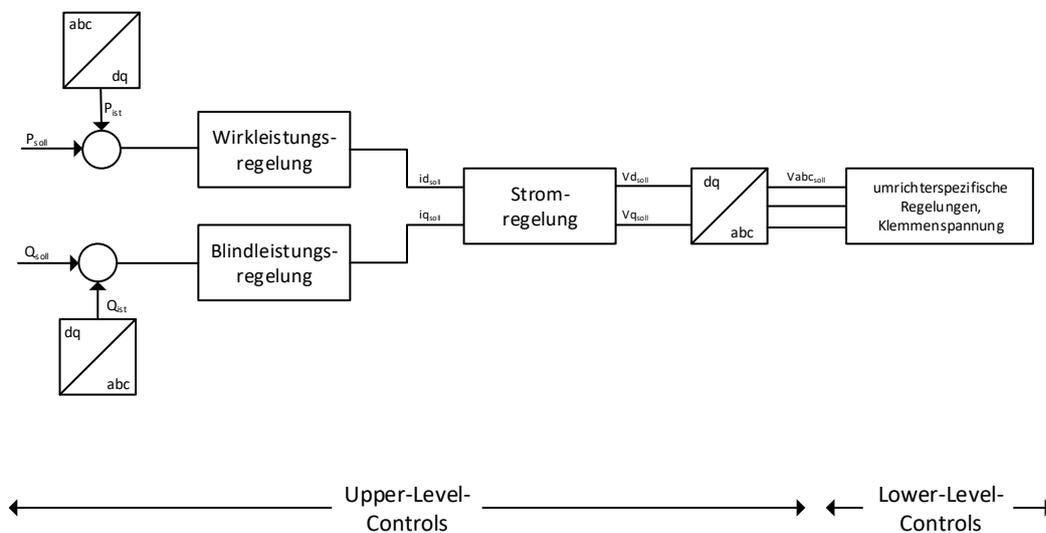


Bild 1: vereinfachte, prinzipielle Regelungsstruktur eines Multi-Level-Stromrichters

Üblicherweise ist die zentrale Regelung der übergeordneten Regelungen eine Stromregelung, die als Ausgangsgröße die Eingangsgröße (Sollwert) für die stromrichterspezifische Spannungsregelung (Lower-Level-Control „Polradspannung“) zur Verfügung stellt. Aktuell liegt seitens der Hersteller der HGÜ-Systeme der Fokus hinsichtlich der Stromregelung auf der Einprägung eines oberwellenfreien (streng sinusförmig) Stromes in das Netz, so dass die durch die unterlagerte Spannungsregelung an den Umrichterklammenspannung eingestellte Klemmenspannung in Abhängigkeit von im Netz auftretenden Oberschwingungen selbst oberwellenbehaftet sein kann. In diesem Falle nimmt der Stromrichter also keine Oberschwingungsströme auf.

Prinzipiell scheint es möglich, ausschließlich eine (innerhalb der sich durch das Design des Leistungsteils ergebenden Grenzen) oberwellenfreie Spannung einzuprägen, so dass sich evtl. im Netz befindliche Oberschwingungen analog zur Synchronmaschine auch als solche im Umrichterstrom zeigen. Ein solches, aus Sicht des Netzbetreibers vorteilhaftes Verhalten, bedarf jedoch neuer Regelungsverfahren, die aktuell noch nicht Stand der Technik sind.

Aktuell umgesetzte Verfahren bieten jedoch bereits die Möglichkeit, definierte Oberschwingungsanteile aus dem Netz aufzunehmen.