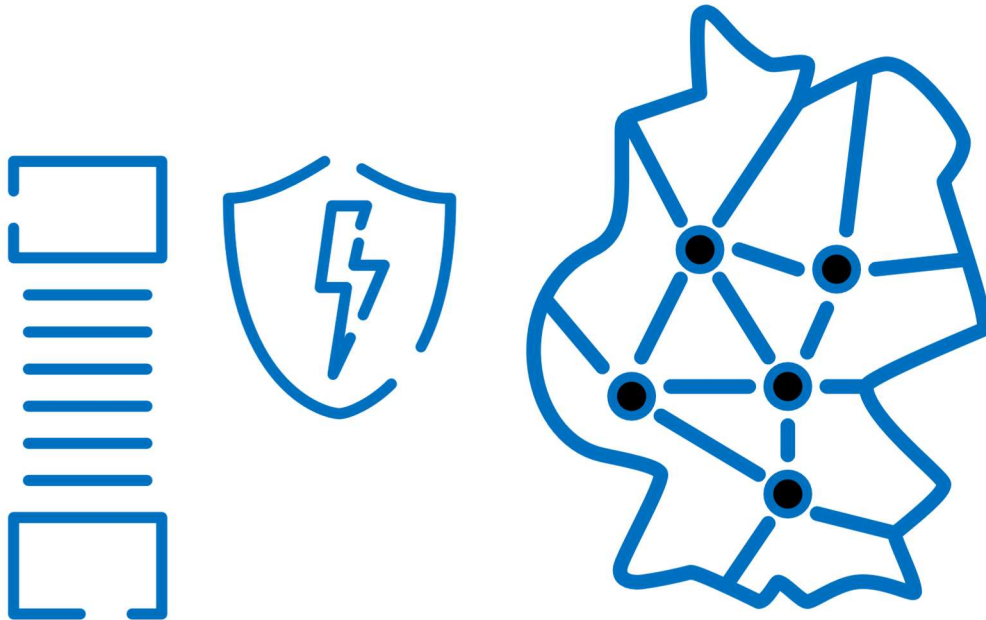




Funktioniert der Schutz noch?

Netzbildende Umrichter in Wechselwirkung mit der Schutztechnik

September 2026

„Mit dem Übergang zu einem vollständig erneuerbaren Elektroenergiesystem übernehmen Stromerzeugungsanlagen zunehmend Aufgaben der Systemstabilität. Dafür sind netzbildende Eigenschaften bei stromrichtergekoppelten Erzeugungsanlagen und Speichern zentral – insbesondere bei netzbildenden Stromrichtern (Grid Forming, GFM). Zugleich beeinflussen diese neuen Regelungskonzepte das Verhalten der Schutztechnik. Entscheidend ist daher die Frage: Wie wirkt sich das Fehlerstromverhalten von GFM auf die Fehlerklärung durch Schutzsysteme aus?“

1 Einleitung

Netzbildende Stromrichter (GFM) arbeiten als Spannungsquellen mit definierter, aber veränderlicher Quellenimpedanz und reagieren unmittelbar auf Netzereignisse. Anders als Synchrongeneratoren stellen sie jedoch keine deutlich über dem Nennstrom liegenden Kurzschlussströme bereit. Eine wirksame Strombegrenzung ist integraler Bestandteil der Regelung. Beim Erreichen der Stromgrenze erfolgt bei GFM eine betragsmäßige Strombegrenzung, ohne direkte Priorisierung von Wirk- oder Blindstrom. Infolge von Spannungswinkelsprüngen oder Änderungen der Spannungsamplitude darf hierbei für maximal 40 ms ein Current Clipping auftreten [1]. Unterschiedliche Regelungskonzepte führen dabei zu jeweils unterschiedlichem dynamischem Verhalten. In Zukunft werden die Vorgänge im Elektroenergiesystem nicht mehr nur durch die elektromechanischen Ausgleichsvorgänge der Generatoren, sondern auch durch Regelungskonzepte der GFM geprägt sein.

Dieser Impuls soll einen branchenweiten Austausch zwischen Schutzgeräteherstellern, Wechselrichterherstellern, Forschungseinrichtungen und Standardisierungsgremien anstoßen. Die dargestellten technischen Sachverhalte werden dabei bewusst neutral eingeordnet und sollen als Ausgangspunkt für die Diskussion offener Fragestellungen dienen. Ziel ist es, einen offenen und konstruktiven Dialog zu fördern, unterschiedliche Perspektiven einzubeziehen und die weitere fachliche Auseinandersetzung zu unterstützen.

2 Verhalten der Umrichter in verschiedenen Zeitbereichen

Die Schutzgeräte im Stromnetz müssen auch unter diesen neuen Voraussetzungen zuverlässig Fehler klären. Anhand gemessener Strom- und Spannungsverläufe erkennen Schutzgeräte Fehler im Netz und lösen Leistungsschalter zur Fehlerklärung aus. Zur Einhaltung der Selektivität wird die Auslösung gegebenenfalls auch verzögert. Bild 1 veranschaulicht entlang der Zeitachse das Verhalten netzbildender und netzfolgender Stromrichter sowie von Synchrongeneratoren im Vergleich zu den Vorgängen in den Schutzgeräten. Dabei wird zwischen geregelten und intrinsischen Eigenschaften der jeweiligen Erzeugungseinheiten unterschieden. Es gilt drei Zeitbereiche zu unterscheiden:

- **Momentanwertebereich:** Digitale Schutzgeräte erfassen Strom- und Spannungsgrößen über Messwandler und verarbeiten die abgetasteten Messwerte zur Erkennung von Netzfehlern. Für die Bestimmung der Fehlerimpedanz im Distanzschutz werden je nach Hersteller unterschiedliche Berechnungsverfahren eingesetzt. Diese weisen eine unterschiedlich hohe Resilienz gegenüber ungewöhnlichen Signalverläufen auf, wie sie beispielsweise durch die strombegrenzende Regelung leistungselektronisch gekoppelter Erzeugungsanlagen entstehen können.

- **Übergangsbereich:** Während der Fehlerklärung durchlaufen GFM-Regelungskonzepte verschiedene Betriebszustände und passen ihre Ausgangsgrößen entsprechend den Anforderungen der Spannungs- und Frequenzstützung kontinuierlich an. Diese zeitlich veränderlichen Ausgangsgrößen können bereits getroffene Schwellwert- oder Richtungsentscheidungen von Schutzfunktionen beeinflussen oder diese sogar umkehren. In der Folge können Über- oder Unterfunktionen auftreten, die sich nachteilig auf die Zuverlässigkeit der Schutzkonzepte auswirken.
- **Auslösung und Einschwingverhalten nach Fehlerklärung:** Den von den GFM eingespeisten Fehlerstrom müssen Leistungsschalter unterbrechen können. Die Rückführung des Systems in einen neuen stationären Betriebszustand nach Fehlerklärung darf nicht zu weiteren Schutzauslösungen führen.

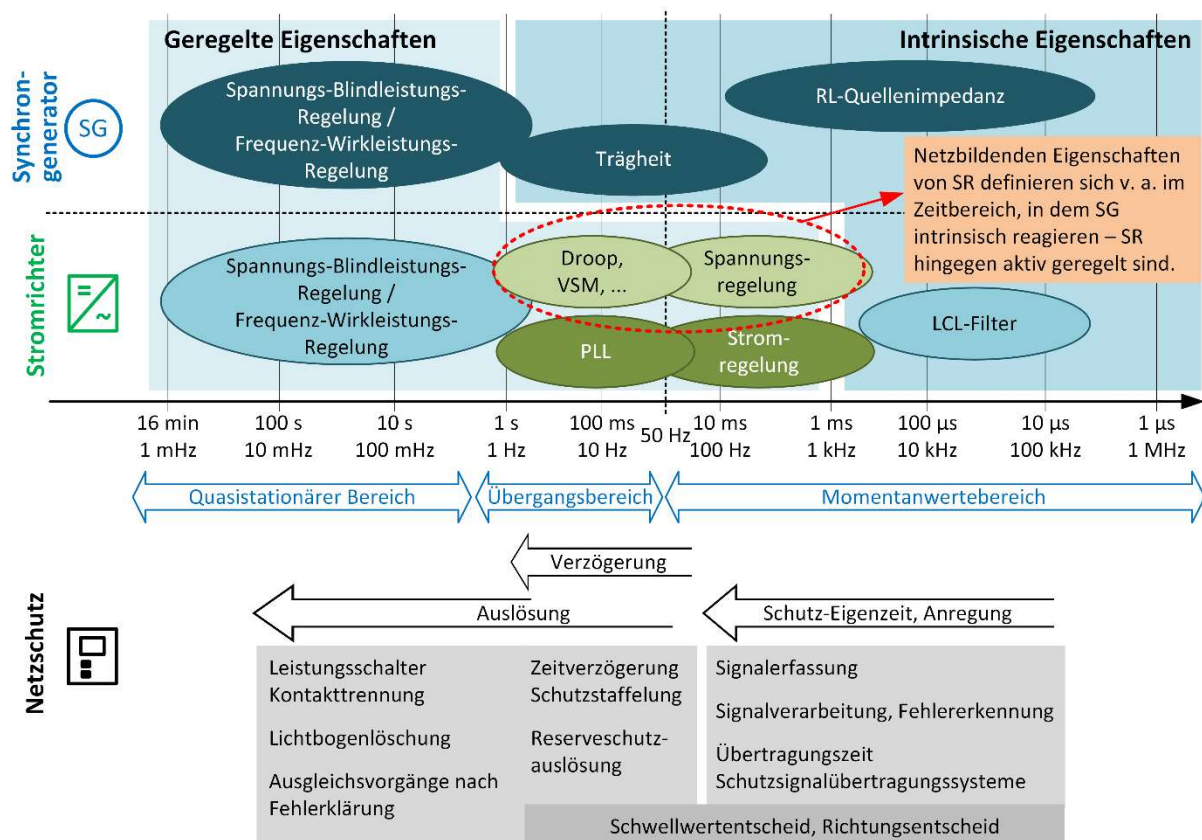


Bild 1: Zeitbereiche Umrichterregelung und Schutzfunktionen

3 Das Zusammenspiel im Momentanwertebereich

3.1. Einleitung und Messaufbau

Damit das Zusammenspiel von GFM und Schutzgerät im Momentanwertebereich analysiert werden kann, sind sowohl genaue Signalverläufe von Strom und Spannung während eines Netzfehlers zusammen mit den eingesetzten Algorithmen der Schutzgeräte inklusive Messkreise erforderlich. Genaue Signalverläufe stammen entweder aus realen Versuchsaufbauten oder können mit transienten EMT-Simulationen gewonnen werden, die das Stromrichterdesign und die Regelungsvorgänge spezifisch genau widerspiegeln.

Die Forschung in diesem Themenfeld befindet sich in seinen Anfängen und ein systematisierter Zugang zu genauen Signalverläufen hat sich bisher nicht etabliert. Im Projekt GFM-Benchmark [2] beim Fraunhofer ISE wurden die netzbildenden Eigenschaften verschiedener Wechselrichterhersteller unter realitätsnahen Bedingungen systematisch analysiert. Für die Versuche wurden kleinere Wechselrichter über einen rückspeisefähigen Netzsimulator und leistungsstarke Wechselrichter über eine FRT-Testanlage betrieben. In beiden Fällen wurde mit einem abrupten Abfall der netzseitigen Spannung ein Kurzschlussereignis simuliert (Bild 2).

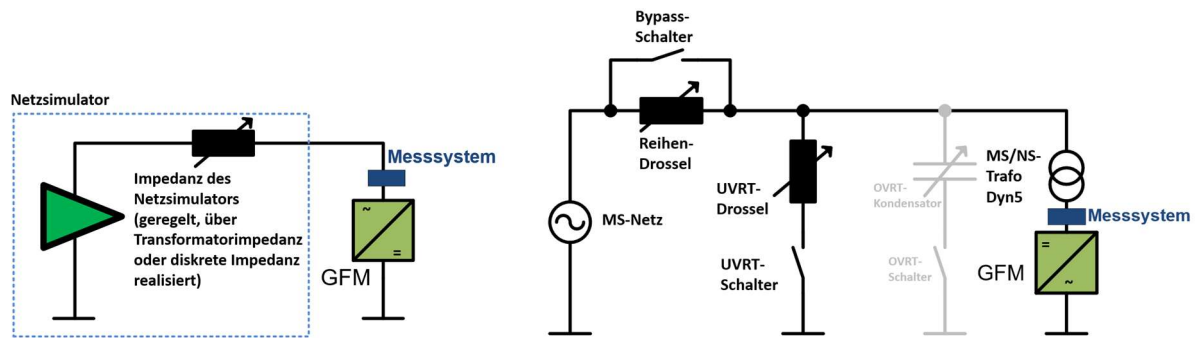


Bild 2: Versuchsaufbau im Multi-Megawatt-Prüflabor

Die Messdaten wurden standardisiert, skaliert, im Comtrade-Format gespeichert und anschließend über Verstärkereinrichtungen an Schutzgeräte ausgegeben.

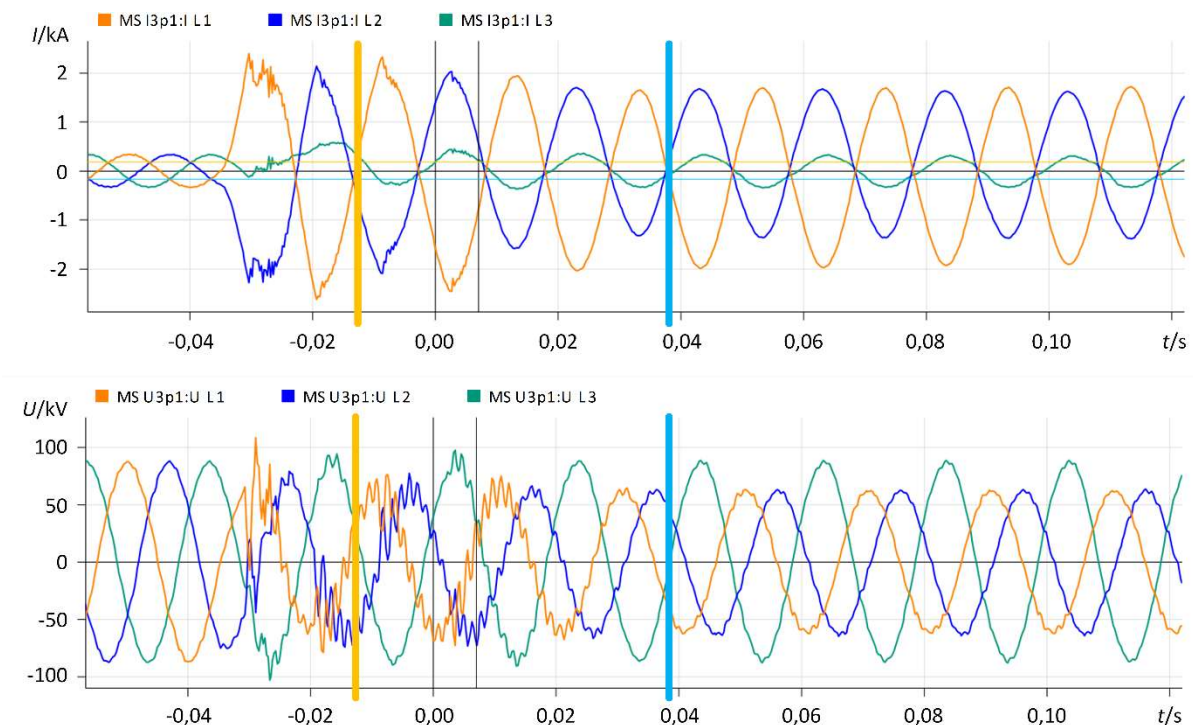


Bild 3: Strom- und Spannungsverläufe des Umrichters im zweipoligen Fehlerfall

Bild 3 zeigt beispielhaft den Signalverlauf einer GFM-Anlage bei zweiphasigem Fehler und 50 % Spannungseinbruch, der an Distanzschutzgeräten verschiedener Hersteller getestet wurde. In einem

Zeitbereich von etwa zwei Perioden direkt nach Fehlereintritt ist die Wirkung der Strombegrenzung gut erkennbar.

Eine Distanzschutzfunktion ermittelt in diesem Zeitbereich keinen scharfen Impedanzwert. Die Impedanztrajektorie zeichnet stattdessen eine Punktwolke ähnlich Bild 5. Das lässt erahnen, dass hier der genaue Entscheid an der Schwellwertgrenze des Schutzes herausfordernd ist. Befindet sich das ermittelte Schutzkriterium – in diesem Fall die Impedanz – nun in dem Bereich wo das Schutzgerät auslösen soll oder nicht?

Eine objektive Betrachtung dieser Fragestellung gelingt für Distanzschutzfunktionen anhand den in der Norm DIN EN 60255-121 Funktionsanforderungen für den Distanzschutz beschriebenen Prüfungen. In einfachen Worten: Soll eine Schutzfunktion unterhalb eines im Schutzgerät eingestellten Schwellwerts X auslösen, dann wird mit vier Wiederholungen geprüft unterhalb welchem Eingangswert X_n sicher immer ausgelöst wird (inklusive Angabe der Ansprechzeit) und oberhalb welchem Eingangswert X_p sicher keine Auslösung stattfindet. Aus diesen Werten lässt sich der sog. „transient overreach“ (TO) bestimmen.

$$TO = \frac{(X_p - X_n)}{(X_p + X_n)/2}$$

3.2. Ergebnisse der Messkampagne

Unter Zusammenwirken von vier Netzbetreiber wurden sechs Distanzschutzgeräte von vier Herstellern einer Laborprüfung unterzogen. Es wurden die Signalverläufe von zwei FRT-Versuchen ausgewählt, welche im Folgenden als Störschrieb A und Störschrieb B bezeichnet werden:

- **Störschrieb A** zeigt das Verhalten des GFM-Umrichters mit einer Bemessungsleistung von 3200 kW, welcher einen zweipoligen Spannungseinbruch von Teillast auf 0,5 p.u. erfährt (Bild 4 – links).
- **Störschrieb B** zeigt das Verhalten des GFM-Umrichters mit einer Bemessungsleistung von 200 kW, welcher einen zweipoligen Spannungseinbruch von Volllast auf 0 p.u. erfährt (Bild 4 – rechts).

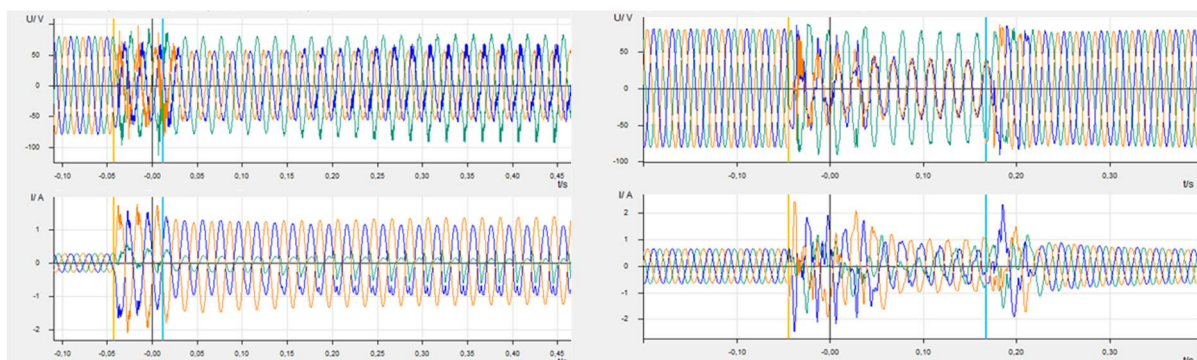


Bild 4: Strom- und Spannungsverläufe Störschrieb A (links) und Störschrieb B (rechts)

Um möglichst vergleichbare Ergebnisse zu erhalten, wurde als Anregeverfahren die Unterspannungsanregung in allen sechs Geräten auf $U \leq 0,8$ p.u. parametrieret. Da im Gegensatz zur synthetischen Prüfung nach DIN EN 60255-121 die Fehlerreaktanz vom Signalverlauf vorgeben wird, wurde folgende Methode angewandt:

- Bestimmen einer geräteunabhängigen, stationären Reaktanz $X_{\text{stationär}}$ durch die Auswertung der Trajektorien in einer Analysesoftware.
- Variieren der Reichweite von Zone 1 zwischen $X_1 = X_{\text{stationär}} \cdot 0,5$ und $X_1 = X_{\text{stationär}} \cdot 1,5$ – was im Kontext der DIN EN 60255-121 einem Fehlerort zwischen 50% und 150% bezogen auf die Zone-1-Reichweite entspricht.
- Bestimmen von Anrege- und Auslösezeiten in Zone 1 bei vier „Prüfschüssen“
- Reichweite von Zone 1 so lange verkleinert, bis das letzte Mal vier von vier „Prüfschüsse“ in Zone 1 erkannt werden. D.h. keine Auslösung in Zone 1 mehr erfolgt, sondern nur noch in Zone 2. Diese Reichweite bestimmt X_n .
- Reichweite von Zonen 1 so lange vergrößern, bis irgendwann vier von vier Prüfschüsse in Zone 1 liegen. Diese Reichweite bestimmt X_p .
- Bestimmen des Transient Overreach in Anlehnung an DIN EN 60255-121
(vier von vier „Prüfschüsse“ garantiert noch in Zone 1 erkannt vs. vier von vier in Zone 2)

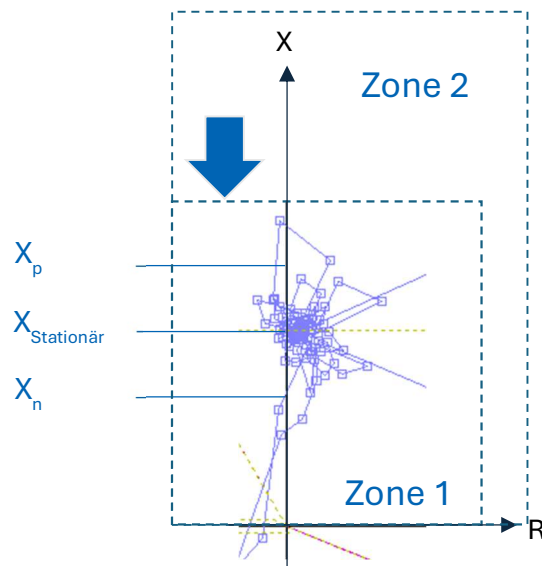


Bild 5: Bestimmen des Transient Overreach in Anlehnung an DIN EN 60255-121

Für die sechs Schutzgeräte von vier Herstellern ergaben sich folgende Anregezeiten. Hierbei haben die Geräte in blau, violetten, grün und orangen Tönen jeweils denselben Hersteller (Bild 6).

Anmerkung: Die Ergebnisse der Geräte mit dunkelblauer und violetter Farbe wurden in zwei unabhängigen Laboren parallel ermittelt.

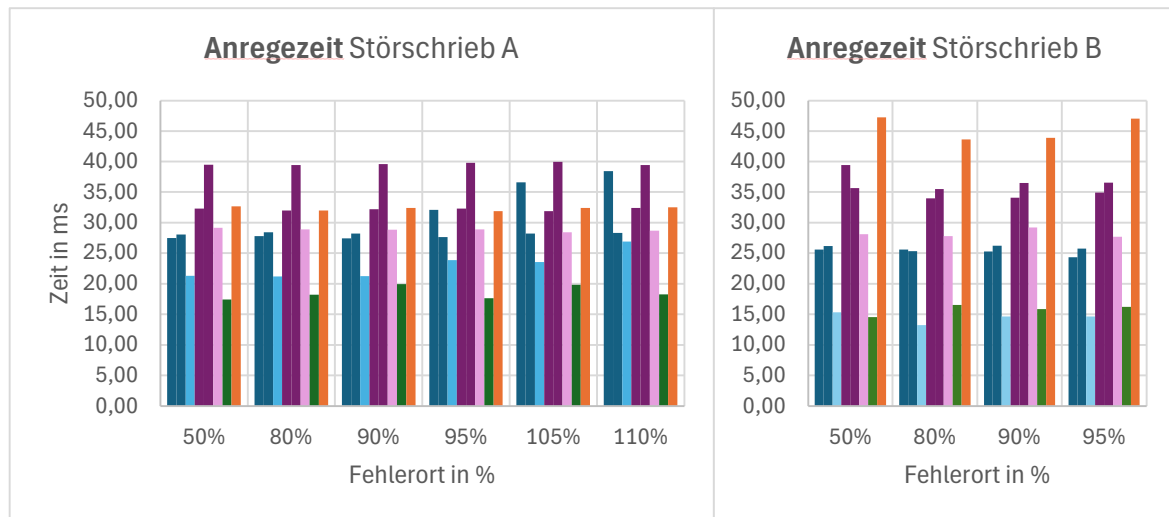


Bild 6: Messergebnisse der Anregezeiten im direkten Vergleich

Ergebnis: Die Anregezeiten **streuen** je Schutzgerät und Störschrieb **moderat** (zwischen 17 ms und 40 ms) und sind **unabhängig** vom Fehlerort bezogen auf Zone 1.

Für die sechs Schutzgeräte ergaben sich folgende Auslösezeiten in Zone 1 (Bild 7).

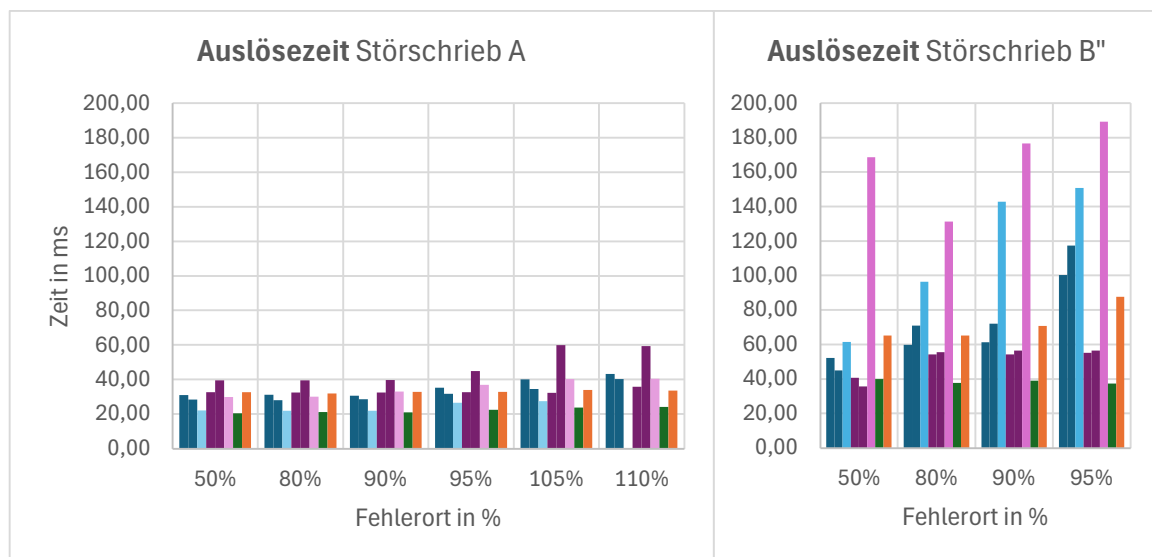


Bild 7: Messergebnisse der Auslösezeiten im direkten Vergleich

Ergebnis: Die Auslösezeiten **streuen** je Schutzgerät und Störschrieb **stark** (zwischen 35 ms und 189 ms) und sind abhängig vom Fehlerort bezogen auf die Zone 1.

Beachtenswert bei der Auswertung der Ergebnisse zum Transient Overreach ist weniger der Wert T_O an sich, sondern die Gegenüberstellung der ermittelten Werte X_p und X_n der verschiedenen Schutzgeräte. Bild 8 veranschaulicht die Werte X_p und X_n über dem Fehlerort, d. h. in Bezug auf $X_{stationär}$. Im Balken zwischen X_p und X_n liegt die ermittelte Kippgrenze zwischen Zone 1 und Zone 2 des jeweiligen Schutzgeräts für entweder Störschrieb A oder Störschrieb B. Die Ergebnisse zeigen eine „relative“ Ungenauigkeit der Schutzgeräte zueinander. Die Kippgrenze für ein und denselben Störschrieb sollte von verschiedenen Schutzgeräten am selben Fehlerort gesehen werden, um eine koordinierte Schutzstafelung zu ermöglichen.

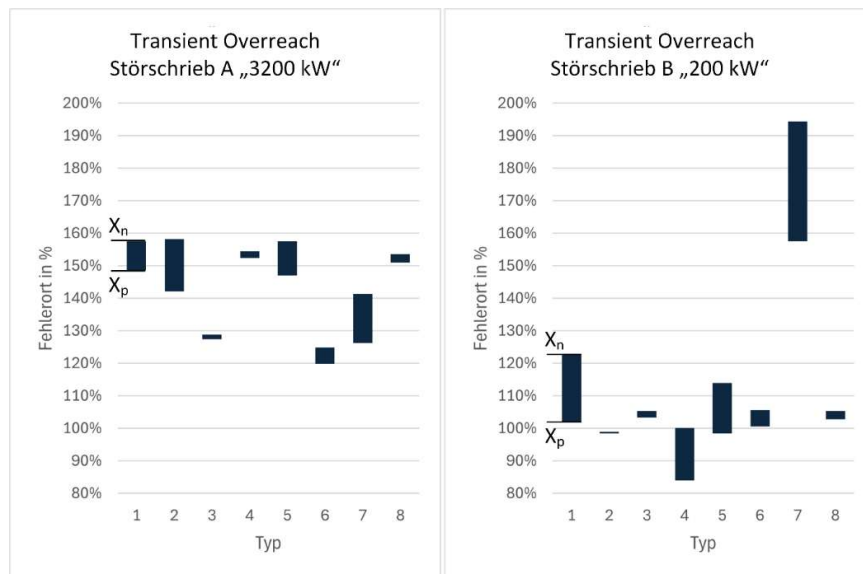


Bild 8: Transient Overreach

Im Gesamtergebnis stellt man fest, die Algorithmen der unterschiedlichen Schutzgerätehersteller reagieren sehr unterschiedlich auf die Strom- und Spannungsverläufe der einzelnen GFM. Es kommt vor, dass bei Eingangswerten in der Nähe der Zonengrenze die Ansprechzeit deutlich ansteigt. Andere Schutzgeräte hingegen haben eine konstant kurze Ansprechzeit, lösen aber auch noch deutlich oberhalb des Ansprechwerts aus. Bei identischen Verläufen ist die resultierende Kippgrenze zwischen erster und zweiter Zone von Schutzgerät zu Schutzgerät unterschiedlich. Das heißt, das transiente Fehlerstromverhalten der GFM im Momentanwertebereich direkt nach Fehlereintritt kann – zum Teil deutlich – die Genauigkeit und Schnelligkeit aktueller Distanzschutzalgorithmen beeinflussen. Es ist auch zu untersuchen, wie andere Schutzfunktionen wie die Differentialschutzfunktion, darauf reagieren.

4 Das Zusammenspiel im Übergangsbereich

Im sogenannten Übergangsbereich werden die netzbildenden Eigenschaften von Umrichtern besonders deutlich sichtbar. Wie in Bild 9 dargestellt, kann sich insbesondere bei weit entfernten Fehlern mit Zwischeneinspeisungen eine zeitliche Veränderung der scheinbaren Fehlerimpedanz ergeben.

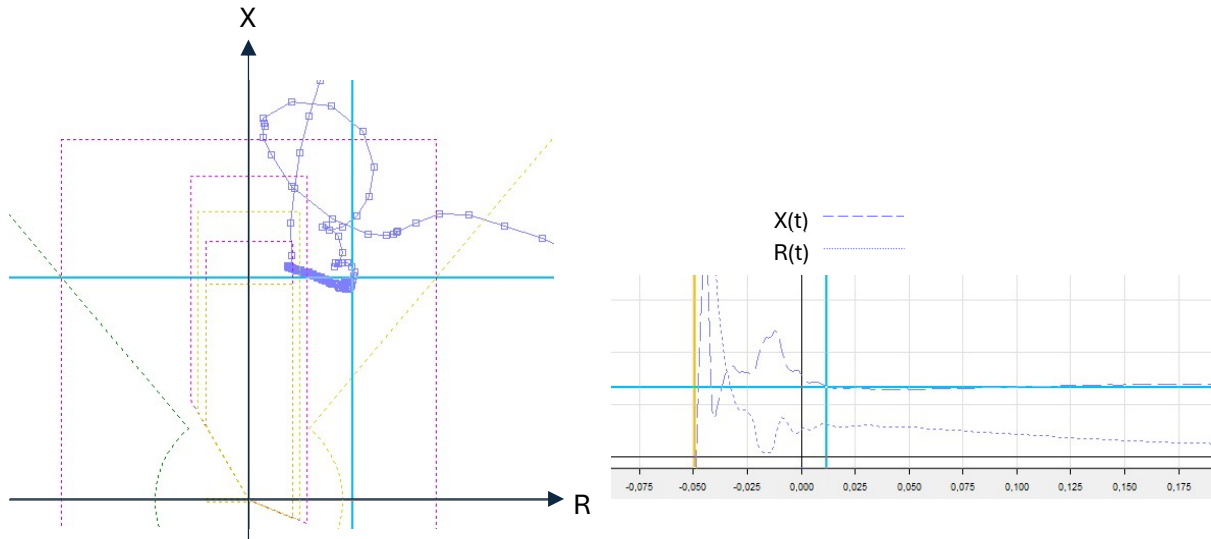


Bild 9: Änderung der Fehlerimpedanz während des Fehlerereignisses im Zeitbereich von 250 ms

Ursache hierfür ist eine zeitliche Änderung des Stromzeigers hinsichtlich Betrag und Phasenlage während der Fehlerdauer.

Bei Synchronmaschinen entsteht dieses Verhalten durch die Beschleunigung der Generatoren infolge des Spannungseinbruchs und die damit verbundene Änderung des Polradwinkels. Netzbildende Umrichter bilden ein vergleichbares Verhalten durch ihre Regelungskonzepte nach.

Für den Versuchsaufbau im Multi-Megawatt-Prüflabor lässt sich dieser Effekt wie folgt erläutern: Bei einer zweiseitigen Einspeisung des Spannungsteilers mit der Impedanz $\underline{Z}_{UVRT}$ erfasst der an den Klemmen des GFM angeordnete Distanzschutz die Spannung $\underline{U}_{mess}$ sowie den Strom $\underline{I}_{mess} = \underline{I}_{WR}$. Die am Schutzgerät anliegende Spannung $\underline{U}_{mess}$ wird dabei nicht nur durch den vom Umrichter eingespeisten Strom beeinflusst, sondern zusätzlich durch den Netzstrom $\underline{I}_{Netz}$ und dessen Spannungsabfall über der Impedanz $\underline{Z}_{UVRT}$.

Die Impedanzberechnung im Distanzschutz erfolgt jedoch ausschließlich auf Grundlage des lokal gemessenen Stroms $\underline{I}_{mess}$. Dadurch entsteht ein Messfehler der ermittelten Impedanz, wie in Bild 10 dargestellt und durch folgende Beziehung beschrieben:

$$\underline{Z}_{Schutz} = \frac{\underline{U}_{mess}}{\underline{I}_{mess}} = \underline{Z}_{An,W} + \underline{Z}_{UVRT} \cdot \left(1 + \frac{\underline{I}_{Netz}}{\underline{I}_{WR}(t)} \right) = \underline{Z}_{An,W} + \underline{Z}_{UVRT} \cdot \underline{k}_{zw}(t)$$

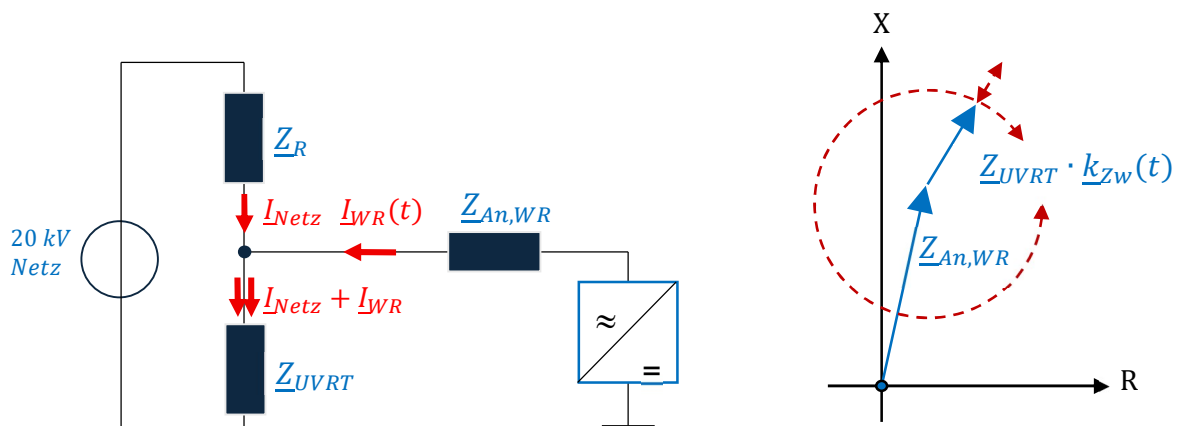


Bild 10: Zwischeneinspeisung im Versuchsaufbau

Der Messfehler ist eine komplexe Größe, die durch Betrag und Phase beschrieben wird. Ändert sich während der Fehlerklärungszeit die Phasenlage des Stromzeigers $\underline{I}_{mess}$, während der Netzstrom $\underline{I}_{Netz}$ konstant bleibt, verändert sich dadurch die ermittelte Impedanz. Infolgedessen können während der Fehlerklärung Schwellwerte über- oder unterschritten werden. Schutzgeräte können dann früher als vorgesehen auslösen (Überfunktion bzw. Überreichweite), später als vorgesehen (Unterreichweite) oder gar nicht ansprechen (Unterfunktion).

Der Richtungsentscheid ist insbesondere in Netzen ohne eindeutige Kurzschlussstromrichtung erforderlich, um Fehler selektiv klären zu können. Grundsätzlich bestimmen Schutzgeräte die Fehlerstromrichtung aus der Phasenlage zwischen Spannung und Strom. In bestimmten Situationen, insbesondere wenn $\underline{U}_{mess}$ zu klein ist, greifen Schutzgeräte auf gespeicherte oder kurzschlussfremde Spannungen mit fester Phasenlage zurück. Dreht sich der Stromzeiger während der Fehlerklärung, kann dies zu einer Umpolung der Richtungsbestimmung führen. Darüber hinaus kann auch der aus dem Messfehler resultierende komplexe Fehlervektor den Richtungsentscheid beeinflussen – abhängig vom Fehlerstromverhalten der GFM.

5 Das Zusammenspiel nach Fehlerklärung

Nach Fehlerklärung gehen GFM wieder in ihren Normalbetriebsmodus über. Untersuchungen aus der GFM-Benchmark Initiative zeigen, dass die Impedanztrajektorie des Distanzschutzes dabei alle Quadranten der Impedanzebene durchschreiten kann. In dieser Situation ist es wichtig, dass Schutzkriterien Auslösebereiche entweder schnell genug durchschreiten oder erst gar nicht in einen Auslösebereich eintreten, um weitere Schutzauslösungen und Netztrennungen zu vermeiden.

6 Fazit und Ausblick

Ein stromrichterdominiertes Elektroenergiesystem erfordert ein enges Zusammenspiel von Stromrichter- und Schutztechnik. Dies betrifft sowohl die technischen Konzepte als auch die beteiligten Fachdisziplinen. Voraussetzung hierfür ist ein kontinuierlicher und konstruktiver Austausch von Wissen,

Erfahrungen und Expertise. Die Interoperabilität von GFM-Regelungs- und Schutzkonzepten muss durch EMT-Simulationen sowie Labor- und Feldversuche umfassend untersucht werden. Darüber hinaus sind die in Schutzsystemen eingesetzten Algorithmen hinsichtlich ihrer Robustheit gegenüber den für stromrichterbasierte Systeme typischen nichtsinusförmigen Signalverläufen zu bewerten.

Ein möglicher kurzfristiger Ansatz zur Verbesserung des Zusammenwirkens im Momentanwertebereich besteht darin, die Auslösung der ersten Distanzschutzzone so lange zu verzögern, bis die anfänglichen transienten Effekte abgeklungen sind. Insbesondere in den höheren Spannungsebenen kann dies jedoch zu unzulässig langen Fehlerklärungszeiten führen. Für unverzüglich schnelle und selektive Schutzkonzepte bedarf es Lösungen, die die Zuverlässigkeit und Genauigkeit der Schutzkonzepte auch in zukünftigen Netzen gewährleisten.

Anmerkungen zu diesem VDE FNN Impuls sind willkommen. Bitte senden Sie diese an fnn@vde.com.

7 Literaturhinweise

[1] VDE FNN Hinweis: Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve; Anforderungen und Nachweise für Netzbildende Einheiten

[2] <https://www.ise.fraunhofer.de/en/research-projects/gfm-benchmark.html>