

Frequenzmessung beim Lastabwurf

Autor(en): **Sattinger, Walter / Fromm, Wilhelm / Favre-Perrod, Patrick**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **111 (2020)**

Heft 12

PDF erstellt am: **13.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-914801>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.



Analogsimulator der
HTA Freiburg.

Frequenzmessung beim Lastabwurf

Simulation des Unterfrequenzschutzes | Der automatische Lastabwurf ist eine der letzten Massnahmen des Systemschutzes in Stromnetzen, die das Gesamtsystem vor einem totalen Netzzusammenbruch retten kann. Entsprechend wichtig ist es bei diesem System, weder von Unter- noch von Überfunktionen «überrascht» zu werden. Studienergebnisse einer FNN-Arbeitsgruppe werden hier präsentiert.

WILHELM FROMM, PATRICK FAVRE-PERROD, WALTER SATTINGER, BRUNO WARTMANN

Aktuelle Änderungen im elektrischen Energiesystem durch die Verlagerung von Grosskraftwerken zu vielen kleinen dezentralen Erzeugungseinheiten geben Anlass zur kritischen Betrachtung dieses Schutzsystems, da eine Frequenzmessung bei resultierender geringerer Kurzschlussleistung und erhöhtem Anteil an Oberschwingungen herausfordernder wird. Das Dilemma: Einerseits bedarf es immer kürzerer Reaktionszeiten und andererseits braucht es für eine korrekte Frequenzmessung eine Verlängerung der Messperiode. Deshalb entschloss sich eine FNN-Arbeitsgruppe – gebildet aus Fachexperten von Herstellern, Verteilnetzbetreibern, Übertragungsnetzbetreibern, Hochschulen und Beratern aus Österreich, Deutschland und der Schweiz – aufgrund praktischer Erfahrungen die Details der

Frequenzmessung näher zu untersuchen. Anschliessend wurden über speziell angefertigte Prüfverfahren einzelne Relais getestet. Der vorliegende Beitrag gibt einen Einblick auf die noch laufenden Arbeiten und liefert erste Erkenntnisse.

Implementierungsdetails von Frequenzrelais sind hersteller- und geräteabhängig und selten vollständig offengelegt. Ansprechgenauigkeit und Zeitverhalten eines Relais können mit Prüfsystemen zwar auch in kritischen Situationen getestet werden, aber ein genaues Verständnis für das beobachtete Verhalten ist oft schwierig, weil weder Algorithmus-Details noch geräteinterne Informationen verfügbar sind.

Mit einem Softwaremodell, das dem Messalgorithmus eines Schutzrelais entspricht, kann die Frequenz-

bestimmung sowohl für synthetisch generierte als auch für in verschiedenen Netzen gemessene Spannungsverläufe systematisch untersucht werden.[1]

Unterfrequenzschutz- Messprinzip

Betrachtet wird ein universell einsetzbarer Algorithmus zur Frequenzbestimmung in numerischen Geräten, die mit einer konstanten Abtastrate arbeiten. Beispielhaft wird hier die Abtastfrequenz 1 kHz verwendet, also 20 Abtastungen pro Periode der Nennfrequenz.

Der Algorithmus bestimmt den komplexen Spannungszeiger $U(t)$ und wertet fortlaufend seinen Phasenwinkel zu zwei Zeitpunkten aus. Aus der Winkeländerung wird die aktuelle Netzfrequenz ermittelt (**Bild 1a**).

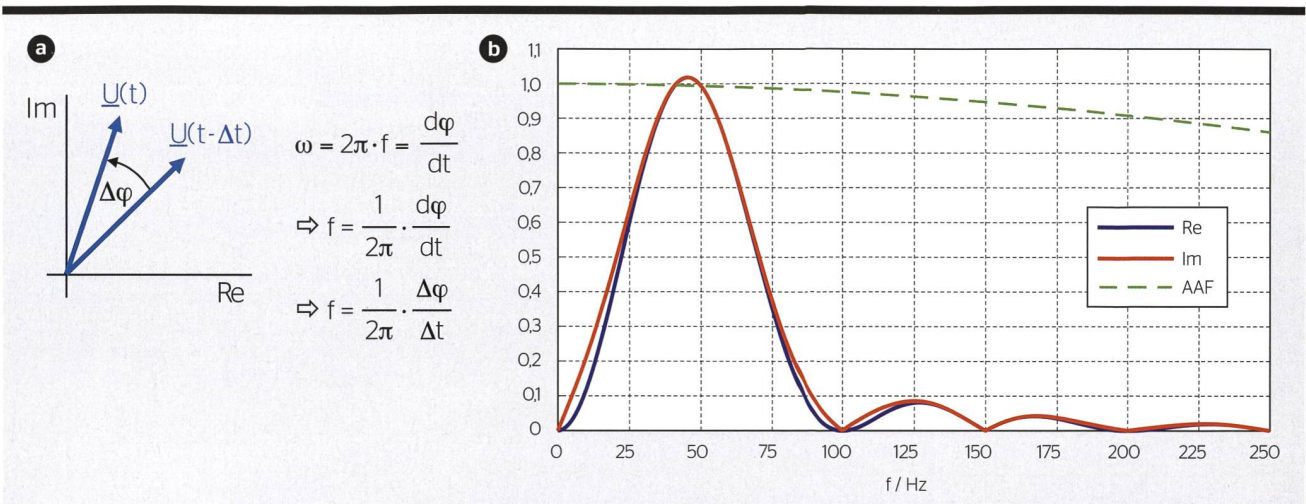


Bild 1 Zeigerbasierter Algorithmus zur Frequenzbestimmung. a) Frequenzbestimmung über Phasenwinkeländerung des Spannungszegers; b) Amplitudenfrequenzgänge für die Zeigerbestimmung (Re: Realteil, Im: Imaginärteil, AAF: Anti-Aliasing-Filter).

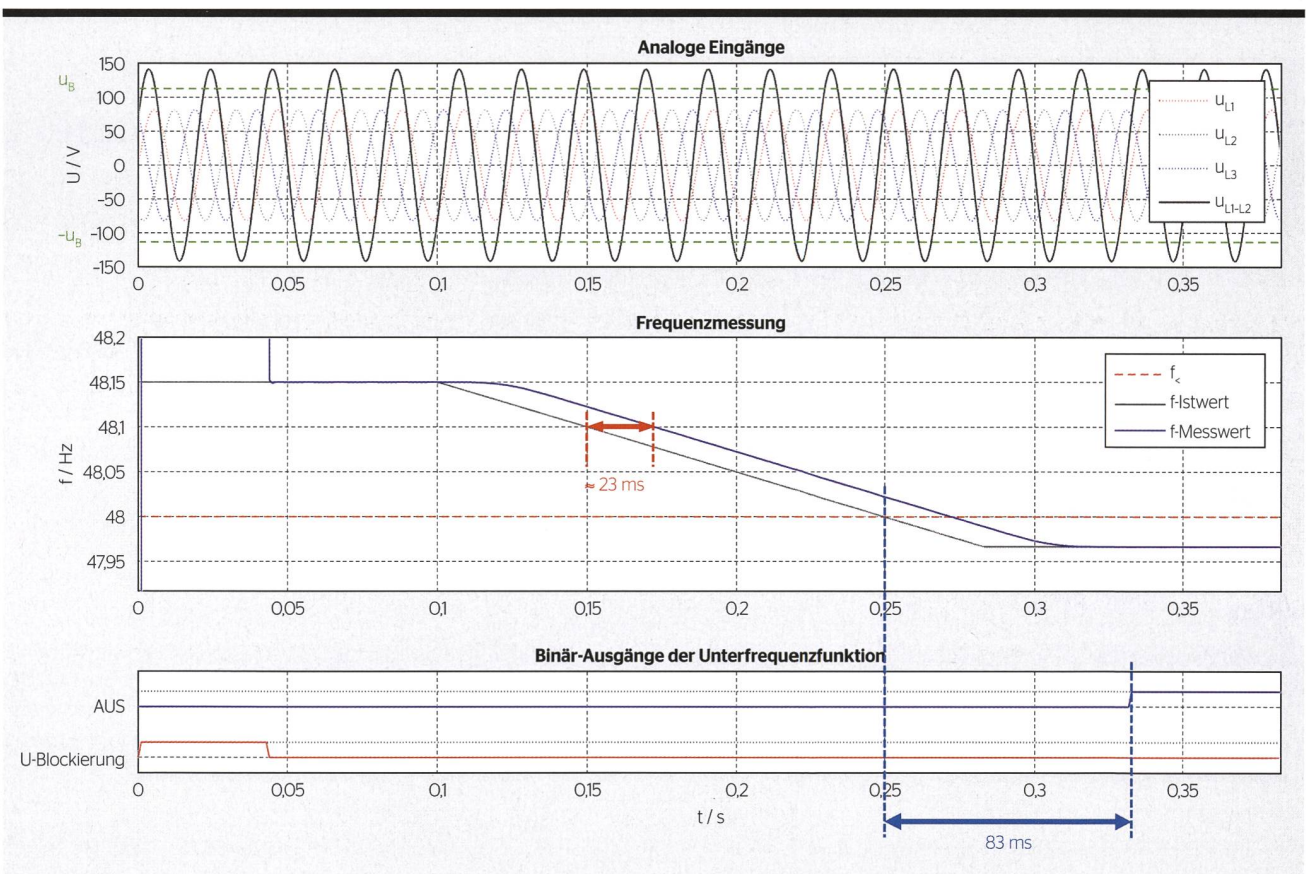


Bild 2 Rampenförmiger Frequenz-Rückgang mit Auslösung bei Unterfrequenz.

Das Prinzip der eigentlichen Frequenzmessung basiert auf dem in der Patentschrift [2] dokumentierten Verfahren. Real- und Imaginärteil der Spannung werden aus den Abtastwerten über FIR-Orthogonalfilter (finite impulse response) bestimmt, die auf Fourier-Filtern basieren. Gleichspannungsanteile und höhere Harmoni-

sche der Nennfrequenz werden von den digitalen Filtern nicht durchgelassen. Vor der Digitalisierung der analogen Eingangsspannung sorgt ein Anti-Aliasing-Filter dafür, dass eventuell störende höherfrequente Signalanteile unterdrückt werden, während betriebsfrequente Anteile sicher erfasst werden.

Bild 1b zeigt die Amplitudenfrequenzgänge der simulierten Filter. Im interessierenden Frequenzbereich um 50 Hz unterscheiden sich Real- und Imaginärteil praktisch nicht, was eine sehr genaue Winkel- und damit auch Frequenzbestimmung ermöglicht.

Die beiden Winkelmessungen liegen genau einen Abtast-Zeitschritt (1 ms)

Bilder: HTWG

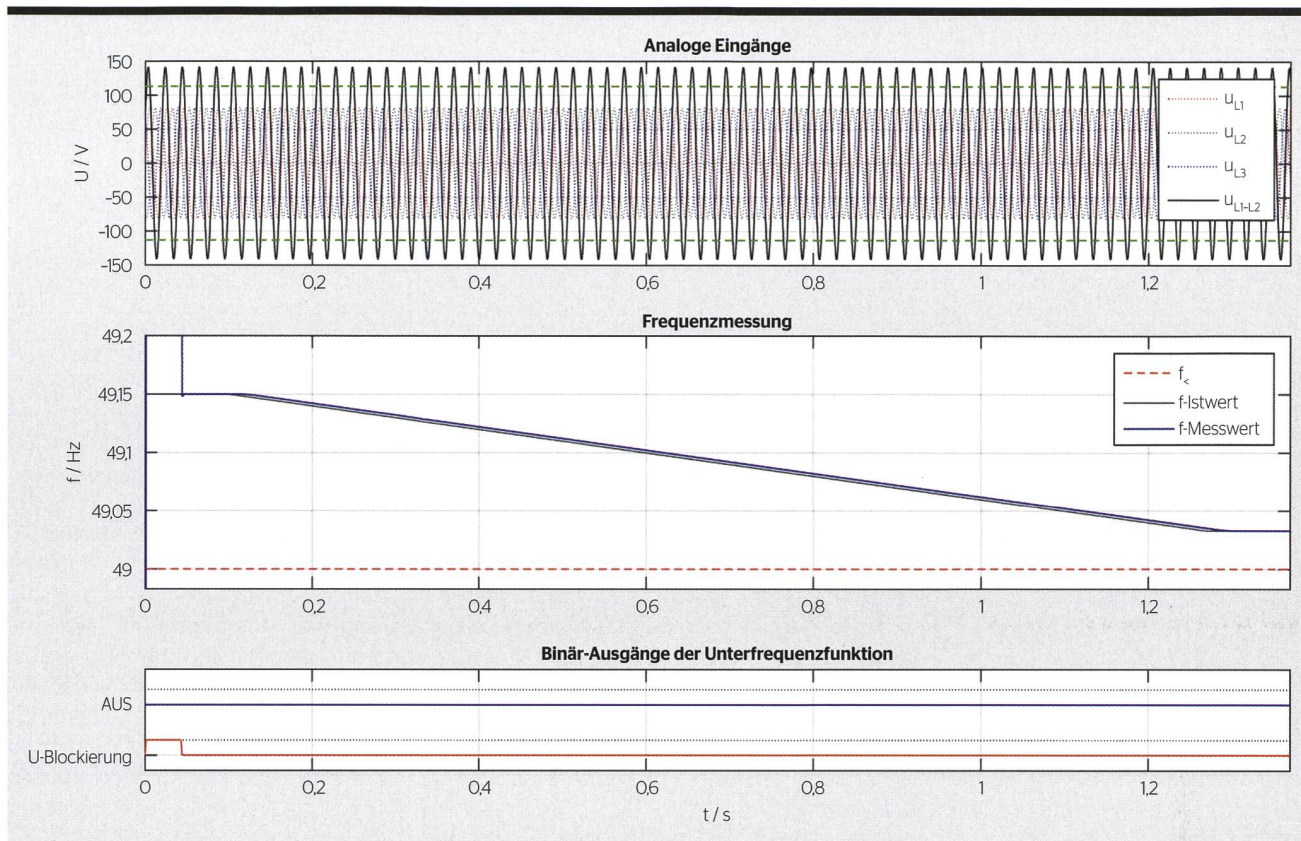


Bild 3 Rampenförmiger Frequenz-Rückgang ohne Auslösung bei Unterfrequenz.

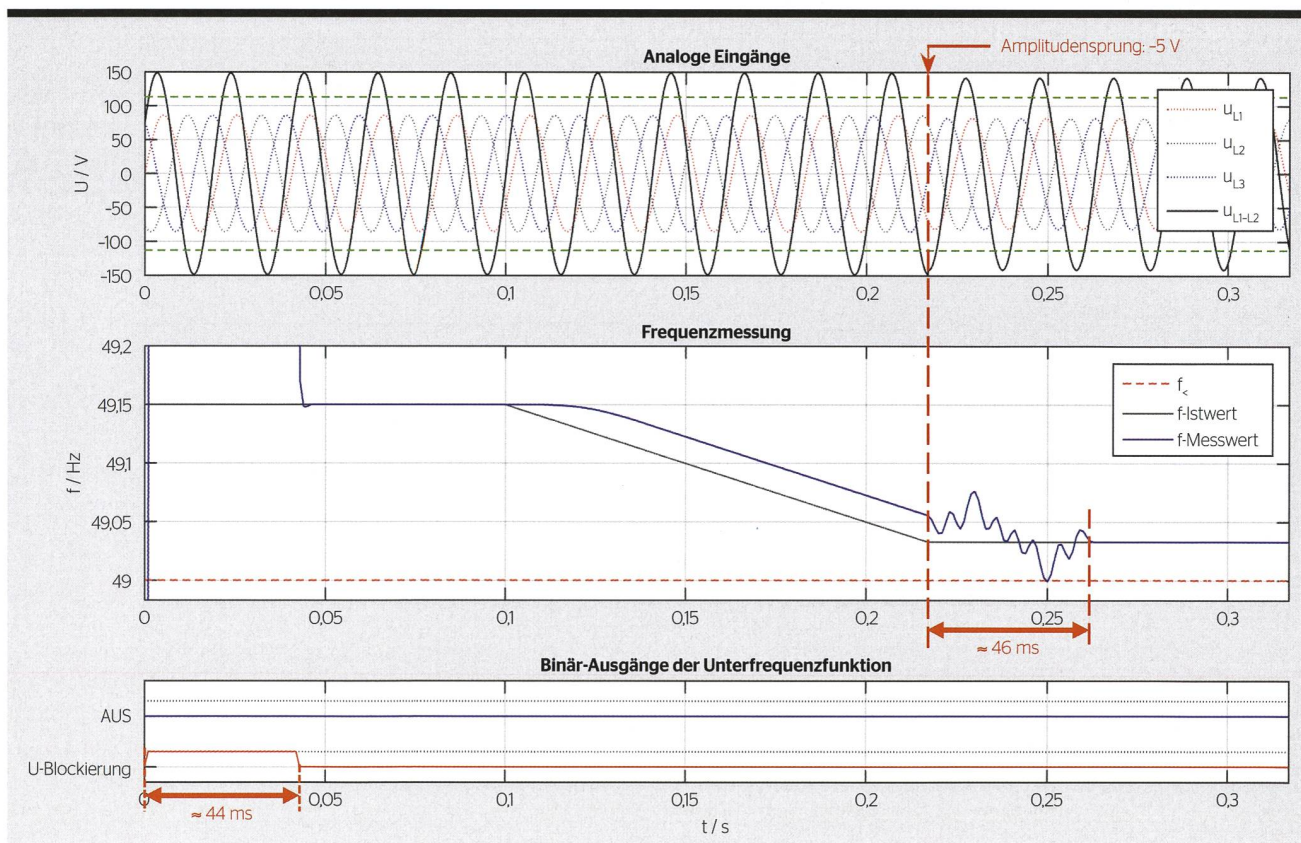


Bild 4 Amplitudensprung ohne Auslösung am Ende einer Frequenzrampe.

auseinander. Zur zusätzlichen Stabilisierung wird der über die Phasenwinkeländerung berechnete Frequenzwert mit einem über 5 Abtastungen wirkenden Mittelwertfilter geglättet.

Für die Frequenzmessung werden beim hier verwendeten Algorithmus Daten eines gleitenden Zeitfensters (rund 46 ms) herangezogen. Eine stabile Frequenzmessung nach einer sprungförmigen Änderung eines ansonsten stationären Spannungssignals kann entsprechend verzögert erwartet werden.

Unterschreitet der gemessene Frequenzwert den Ansprechwert des Unterfrequenzschutzes, wirkt eine Mindestverzögerung von 60 ms bis zu einem eventuellen Auslösebefehl. Damit werden denkbare Überfunktionen durch transiente Vorgänge vermieden. Eine zusätzliche Verzögerung durch die Auslösekontakte des Schutzgeräts wird hier nicht berücksichtigt.

Der Spannungszeiger wird aus der verketteten Spannung $U_{L1,L2}$ bestimmt. Unterschreitet die verkettete Spannung

einen parametrierbaren Grenzwert U_B , wird der Unterfrequenzschutz blockiert.

Modellbildung und Simulation

Das Schutzgerät wird vollständig mit Matlab/Simulink modelliert, von der Erfassung der Analogsignale über die zeitdiskret durchgeführte Frequenz- und Spannungsbestimmung bis zur Stabilisierung und Auslöselogik. Als Eingangssignaldienensynthetisch erzeugte Spannungsverläufe oder im Comtrade-Format aufgezeichnete Stördaten.

Verhalten mit synthetisch erzeugten Spannungsverläufen

Für stationäre sinusförmige Spannungen ist die Bestimmung der Frequenz relativ unkritisch. Hier werden interessantere und praktisch relevante Spannungsverläufe zugrunde gelegt, bei denen sich die Frequenz im Zeitverlauf ändert und bei denen beispielsweise Sprünge in Amplitude und Phase oder Oberschwingungen auftreten können.

Zunächst wird die Wirkungsweise des Unterfrequenzschutzes mit formelmässig berechneten Spannungsverläufen untersucht. So kann der vom Schutzalgorithmus ermittelte Frequenz-Messwert mit dem mathematisch zugrunde gelegten Frequenz-Istwert verglichen werden.

Bild 2 zeigt ein Szenario für einen Unterfrequenz-Lastabwurf bei 48 Hz. Man erkennt, dass der Frequenz-Messwert dem Istwert entsprechend der angewandten Filterung verzögert folgt, nämlich entsprechend dem mittleren Frequenzwert im Zeitfenster um $T_{mess}/2 \approx 23$ ms. Der Aus-Befehl kommt 83 ms, nachdem der Istwert der Frequenz den Ansprechwert unterschritten hat.

Unmittelbar nach dem Simulationsbeginn zum Zeitpunkt $t=0$ müssen die Einschwingvorgänge für die Frequenz- und Spannungsmessung abgewartet werden: Kurzzeitig ist zunächst die U-Blockierung aktiv, der Frequenzwert wird auf Nennfrequenz gesetzt, und ein Aus-Befehl der Schutzfunktion wird vermieden.

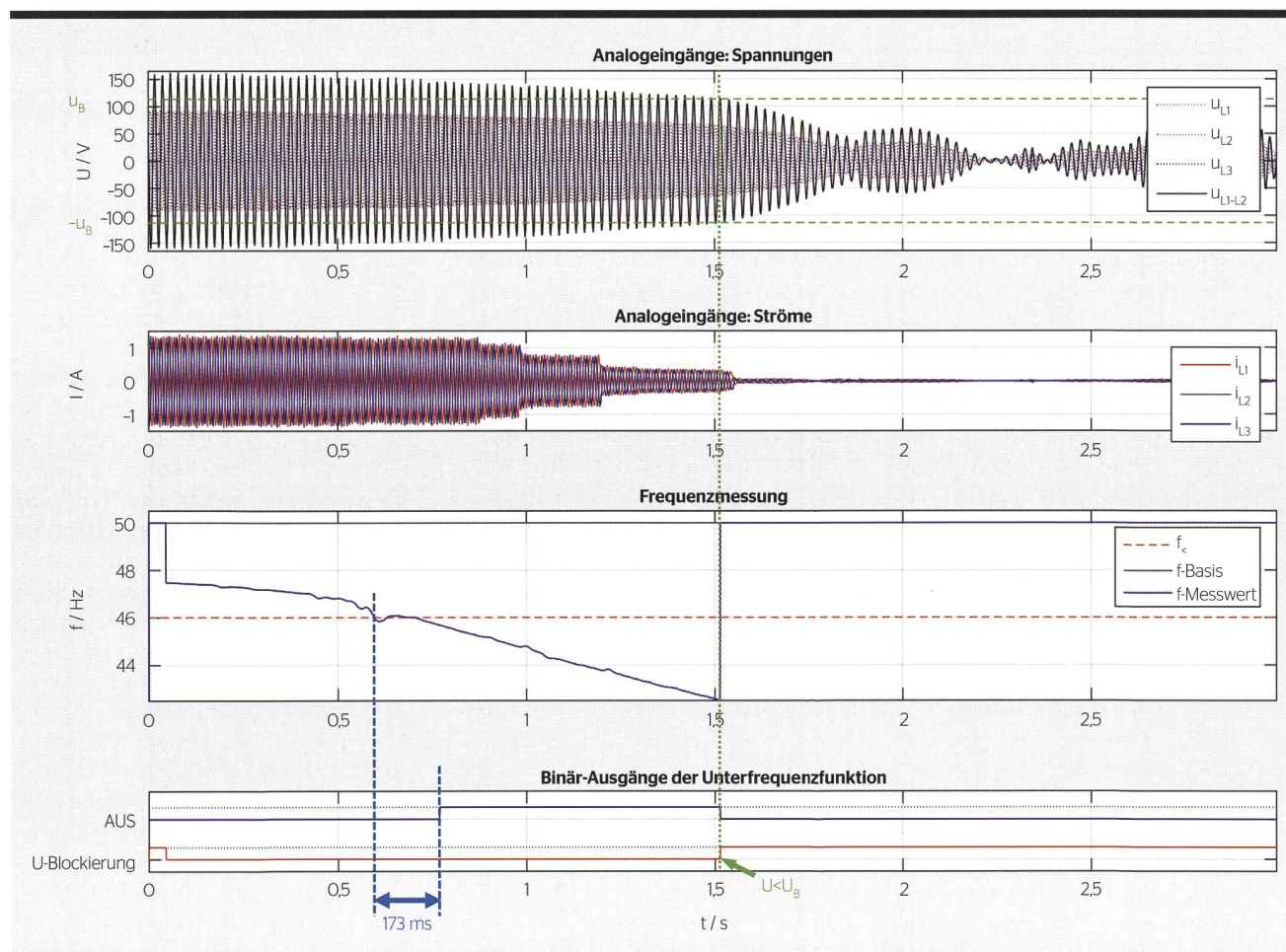


Bild 5 Simulierte Frequenzmessung beim Blackout in der Türkei vom 31. März 2015. [3]

Bild: HTWG

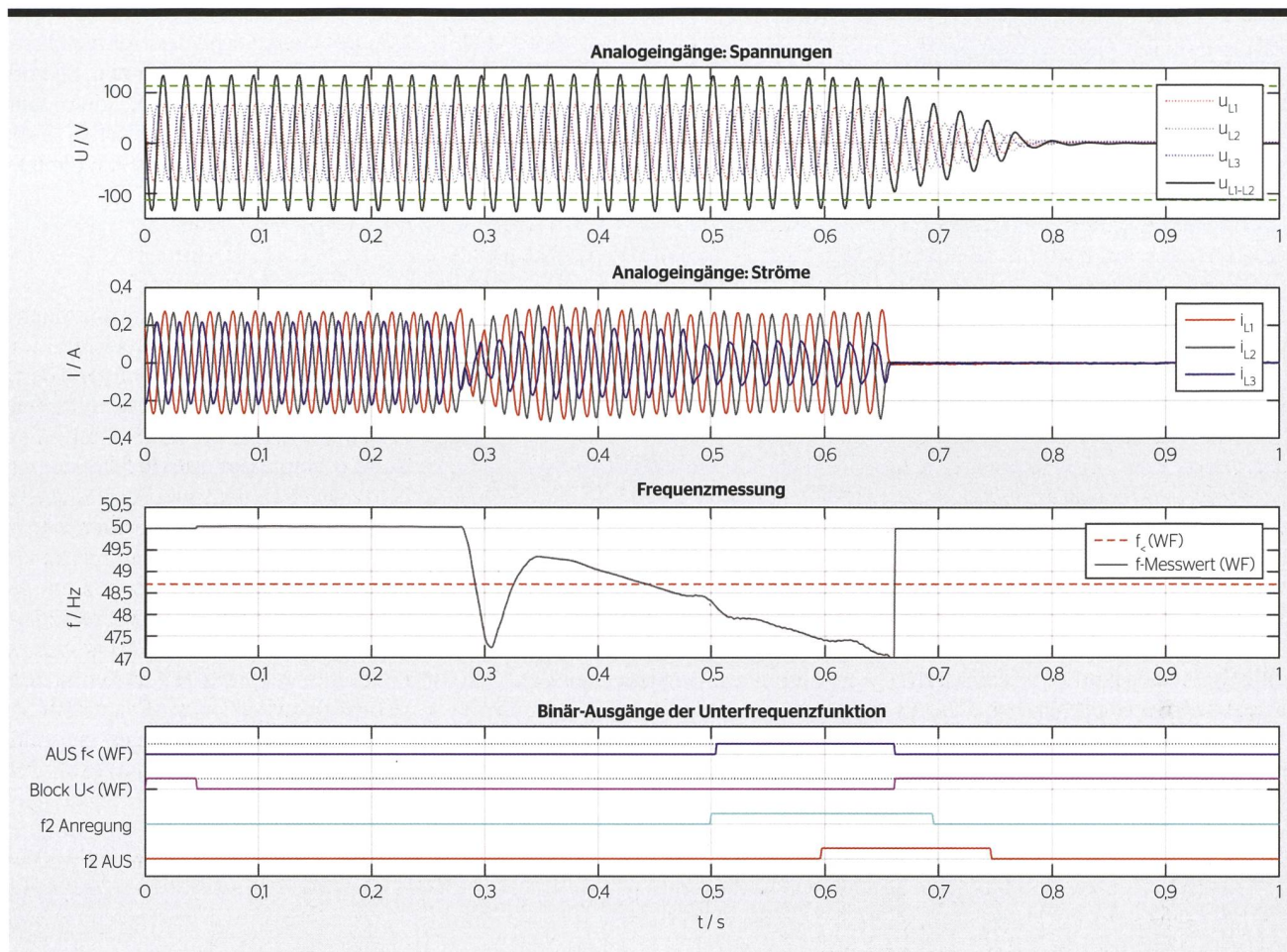


Bild 6 Simulierte Frequenzmessung mit Stördaten eines realen Relais «f2» bei Lastabwurf.

Die bei der Unterspannungsblockierung wirksame Schwelle U_B ist parametrisiert als $0,8 U_N$ und in den Zeitdiagrammen auf die Momentanwerte bezogen gestrichelt eingezeichnet.

Der Schutz darf nicht auslösen, wenn der Frequenz-Rückgang schon vor Erreichen des Unterfrequenz-Ansprechwerts gestoppt wird. **Bild 3** illustriert dies beispielhaft für eine 30 mHz über dem Ansprechwert von 49 Hz liegende minimale Frequenz.

Transiente Amplitudenänderungen der ausgewerteten Leiter-Leiter-Spannung können zu transienten Messungenauigkeiten bei den Phasenwinkeln und damit auch bei der Frequenz führen. In **Bild 4** ist der Ansprechwert 49 Hz, und am Ende des Frequenzrückgangs tritt zusätzlich ein Amplitudensprung auf. Die Frequenzmessung wird entsprechend dem Einschwingverhalten der digitalen Filter zwar kurzzeitig instabil und kann nicht sinnvoll ausgewertet werden, aber es tritt wie gewünscht keine Überfunktion auf.

Die Unterspannungsblockierung ist ab Simulationsbeginn bis zur vollständigen Initialisierung des Schutzalgorithmus wirksam. Sie wird jedoch durch den relativ kleinen Amplitudensprung nicht aktiviert.

Verhalten mit aufgezeichneten Stördaten aus diversen Netzen

Reale Netzstörungen mit diversen Regel- und Schaltvorgängen können zu Spannungsverläufen führen, die stark von typischen Prüfgrößen wie im vorherigen Abschnitt abweichen. Wenn Stördaten-Aufzeichnungen mit entsprechenden Abtastwerten verfügbar sind, lässt sich das Schutzverhalten auch hierfür exakt nachvollziehen.

Zwar ist die Netz-Nennfrequenz bekannt, aber ein echter Istwert der Frequenz ist nicht verfügbar. Beim eventuellen Vergleich der Schutz-Frequenzmessung mit Werten einer PMU (Phasor Measurement Unit) muss man berücksichtigen, dass diese andere

Genauigkeits- und Zeitanforderungen zu erfüllen hat und demzufolge nicht mit den vom Schutz verwendeten Frequenz-Messwerten übereinstimmen muss.

Bild 5 analysiert die Frequenzmessung für eine weiträumige Störung, die zu einem Blackout geführt hat. Schon zu Beginn der Störschreiber-Aufzeichnung liegt die ermittelte Frequenz deutlich unter 48 Hz. Im weiteren Verlauf werden Lasten abgeworfen, ohne dass sich das Netz stabilisiert. Beim simulierten Unterfrequenz-Ansprechwert von 46 Hz wird offenkundig, dass der insgesamt sehr deutliche Frequenzrückgang nicht kontinuierlich erfolgt und zeitweilig sogar ein Frequenzanstieg ermittelt wird.

Im Verlauf der Störung tritt auch ein deutlicher Spannungsrückgang auf, der nach etwa 1,5 s zu einem Ansprechen der Unterspannungsblockierung führt. Damit liefert die Frequenzmessung nur noch den tatsächlich nicht vorhandenen Wert der Nennfrequenz.

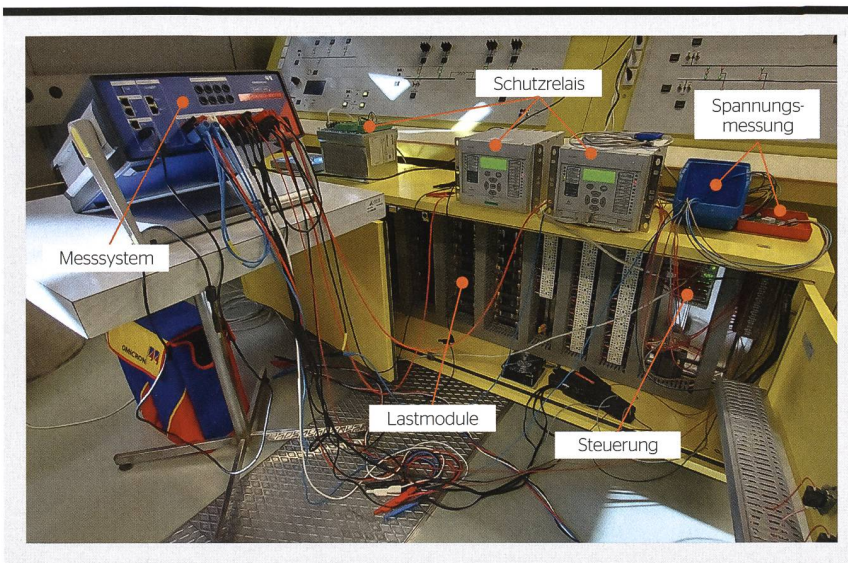


Bild 7 Lastmodul für Unterfrequenzlastabwurf.

Bild 6 zeigt die Analyse von Stördaten, die von einem Frequenzrelais «f2» im Mittelspannungsnetz bei einem Stromausfall aufgezeichnet wurden. Dabei haben sturmbedingte Leitungsausfälle im übergeordneten Höchstspannungs-

netz zu einer Inselnetzbildung mit sehr schnellem Frequenzrückgang geführt, wobei der Unterfrequenz-Lastabwurf den Stromausfall nicht vermeiden konnte.

Der Unterfrequenz-Ansprechwert des simulierten Schutzes («WF») ent-

spricht dem des realen Frequenzrelais «f2». Das zeitliche Ansprechverhalten von simuliertem und realem Schutz weichen deutlich voneinander ab, auch weil beim realen Relais eine optionale Auslöseverzögerung parametrisiert war.

Verhalten mit Netzmodell-Messdaten

Eine Zusammenarbeit mit der Hochschule für Technik und Architektur (HTA) Freiburg hat es erlaubt, mit dem dort existierenden Analogsimulator, der im Prinzip ein Netzmodell einer Region der Westschweiz ist (**Einstiegsbild**), mit Unterfrequenzrelais verschiedener Hersteller die bereits erarbeiteten Erkenntnisse zu überprüfen und weiter zu vertiefen.

Zur synthetischen Nachbildung verschiedener Frequenzverläufe wurde das Netzmodell der HTA Freiburg für den Inselnetzbetrieb angepasst. Wie im realen System ergibt sich der Frequenzverlauf aus der Drehzahlregelung des Generators und der über ein eigenes entwickeltes Modul einer verstellbaren

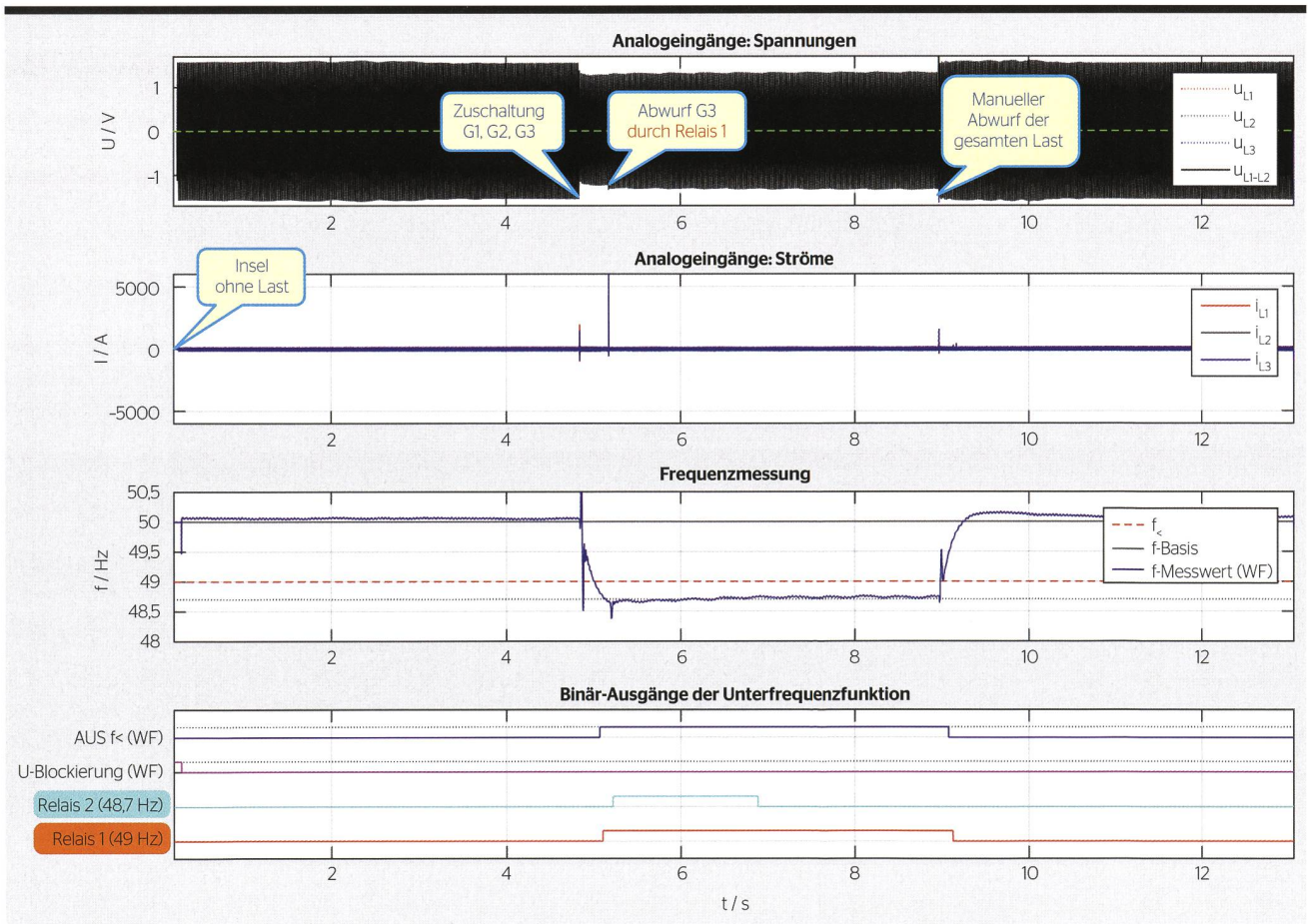


Bild 8 Simulierte Frequenzmessung bei Lastabwurf für eine Netzmodell-Aufzeichnung.

Bilder: HEFR / HTWG

Netzlast (Bild 7). Ströme und Spannungen existieren also wie in der Wirklichkeit, jedoch in einem reduzierten Massstab. Messwerte aus diesem Netzmodell werden den realen Schutzrelais zugeführt, und die Auslösebefehle haben auch einen Lastabwurf im Netzmodell zur Folge. Es entstehen somit realitätsnahe Frequenzverläufe, die auch für das System wichtige nicht ideale Zustände enthalten, wie etwa Phasen- und Amplitudensprünge oder Leistungsschwingungen.

Von realen Störfällen mit systemkritischen Lastabwürfen und Blackouts stehen relativ wenige Aufzeichnungen zur Verfügung. Mit Netzmodellen können weitere Szenarien untersucht werden, auch im Zusammenwirken mit realen Schutzgeräten. Mit der Verfügbarkeit von aufgezeichneten Stördaten wird auch hier die detaillierte Analyse der Frequenzmessung möglich. Die Auswertung eines im Netzmodell durchgeführten Lastabwurf-Experiments zeigt Bild 8. Die Reaktion des simulierten Frequenzalgorithmus («WF») kann verglichen werden mit den Auslösebefehlen der im Modell wirksamen realen Relais 1 und 2.

Algorithmus-Varianten für die Frequenzmessung

Der hier simulierte Algorithmus ermittelt die Frequenz aus der zeitlichen Winkeländerung eines komplexen Spannungszeigers. Die Simulationen zeigen, dass der innerhalb von wenigen Netzperioden ermittelte Frequenzmesswert höchstens einige Millihertz vom Ist-Wert abweicht. Um eine möglichst hohe Messgenauigkeit oder eine möglichst kurze Messzeit zu erreichen, bestehen verschiedene Möglichkeiten zur Modifikation der Parameter und damit des Schutzverhaltens im Detail.

Bild 9 analysiert dazu einen beispielhaften Unterfrequenz-Testfall, bei dem sowohl eine Oberschwingung als auch ein Phasensprung auftritt. Dafür werden ebenfalls beispielhaft folgende alternativen Algorithmus-Varianten mit dem bisher verwendeten Standard-Algorithmus («WF») verglichen:

- «WF20 01 0Mw» – ohne nachgeschaltetes Mittelwertfilter: Damit wird eine bis zu 5 ms schnellere Frequenzmessung erreicht, aber die Harmonischen verfälschen die Frequenzmessung unerwünscht mit einer im Bild

deutlich erkennbaren Oszillation. Der Geschwindigkeitsvorteil wiegt normalerweise die fehlende Robustheit, auch gegenüber unbekanntem Störsignalen und Rauschen, nicht auf.

- «WF 20 20 Mw5» – mit grösserer Zeitdifferenz von 20 ms: Damit wird die Messung der Winkeldifferenz deutlich robuster, und der Frequenzmesswert ist auch während des linearen Frequenzrückgangs kaum gestört. Allerdings fällt die gegenüber dem Standard-Algorithmus um ca. 10 bis 20 ms verzögerte Messung in der Praxis bereits unerwünscht deutlich ins Gewicht.

Dabei sind U-Blockierung und Aus-Befehl für die alternativen Algorithmus-Varianten nicht simuliert.

Schlussfolgerungen, Ausblick

Die Simulation des Unterfrequenzschutzes erlaubt die vollständige Analyse der Algorithmen zur Frequenzmessung in numerischen Schutzgeräten, auch mit Berücksichtigung eventueller Logik- und Zusatzfunktionen.

Dabei können sowohl mathematisch bestimmte oder mit einer Netzsimula-

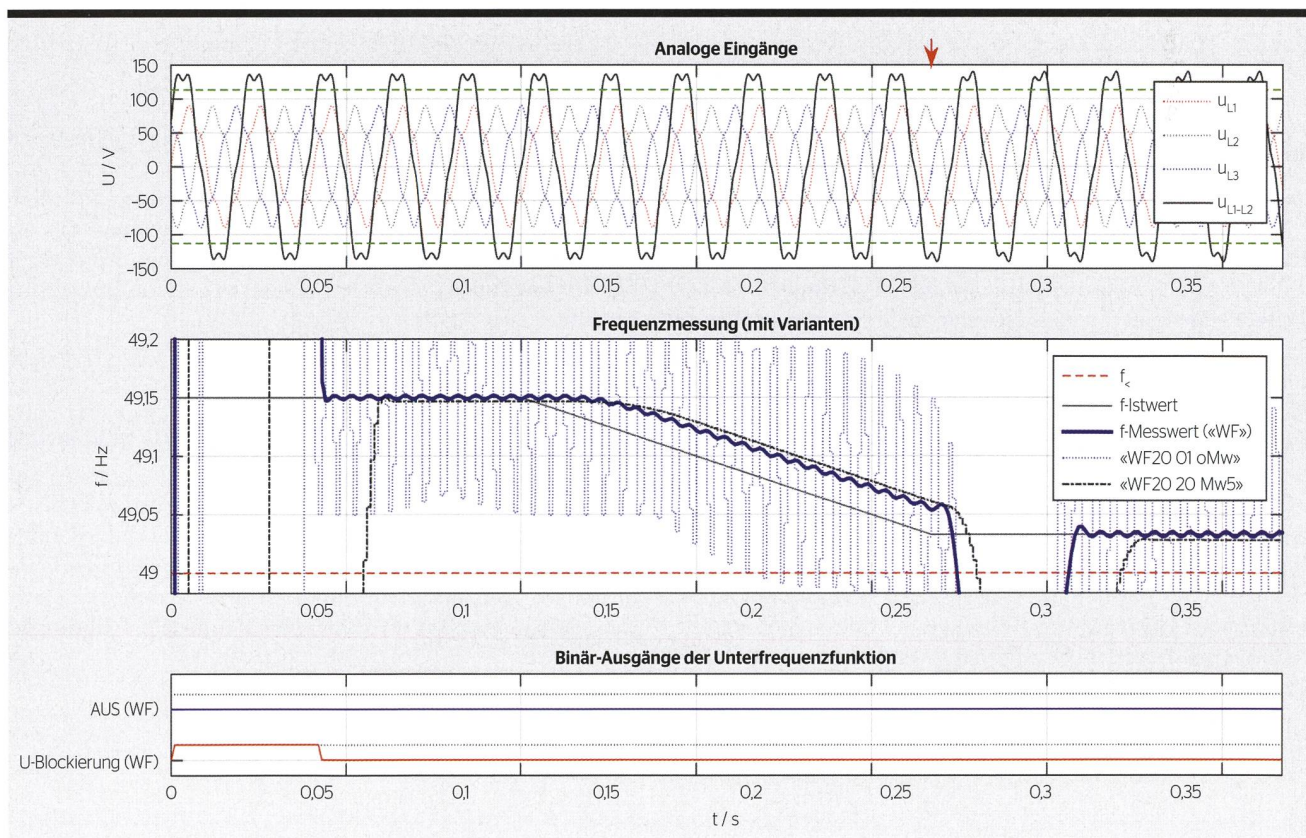


Bild 9 Algorithmus-Varianten für Frequenzmessung bei rampenförmigem Frequenz-Rückgang mit Oberschwingungen und Phasensprung.

tion berechnete Spannungen verwendet werden wie auch aufgezeichnete Stördaten aus dem realen Netz oder einem Netzmodell.

Der vorgestellte Unterfrequenzschutz weist auch bei transienten Vorgängen eine relativ kurze Messzeit auf, ohne dass Über- oder Unterfunktionen auftreten.

Eine Optimierung der Algorithmen wird möglich, weil beliebige Varianten modelliert und die Simulationen automatisiert durchgeführt und ausgewertet werden können. Bei einem vorgegebenen Anwendungsbereich – zum Beispiel Lastabwurf im Verteilnetz – können die verwendeten Schutzalgorithmen typischerweise so modifiziert werden, dass entweder die Schnelligkeit oder die Genauigkeit der Messung verbessert wird, oft aber nicht beides gleichermaßen.

Die in der Arbeitsgruppe durchgeführten Messungen und Analysen

zeigen Relais-Auslösezeiten von 120 ms, bei aktuell in der Energieversorgung eingesetzten digitalen Schutzrelais. Addiert man hierzu eine noch erforderliche Eigenzeit des Leistungsschalters in der Mittelspannung von etwa 70 ms sowie 10 ms für den Lichtbogen, muss für eine hinreichend genaue Frequenzschutz-Anregung mit einer Gesamtreaktionszeit von 200 ms gerechnet werden.

In einem nächsten Schritt ist es geplant, durch dynamische Modellrechnungen für das kontinentaleuropäische Netz unter anderem diese neu erlangten Erkenntnisse mit einfließen zu lassen, um die aktuelle Netzsituation entsprechend zu überprüfen.

Referenzen

- [1] W. Fromm, J. Bertsch, «Simulation für Schutz und Steuerung in Hochspannungsanlagen», Bulletin SEV/VSE, Ausgabe 24/25 05, 2005, S. 46-50.
- [2] W. Fromm, Frequenzrelais. Patent EP0311825, veröffentlicht 19.4.1989.

- [3] ENTSO-E: Report on Blackout in Turkey on 31st March 2015, 21. Sept. 2015. eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/SOC%20documents/Regional_Groups/Continental_Europe/20150921_Black_Out_Report_v10_w.pdf

Autoren

Patrick Favre-Perrod ist FH-Professor an der Hochschule für Technik und Architektur Freiburg.
→ patrick.favre-perrod@hefr.ch

Wilhelm Fromm war nach seiner Tätigkeit in der Schutztechnik-Entwicklung bei ABB Schweiz an der Hochschule Konstanz (HTWG) als Professor für Automatisierung in der elektrischen Energietechnik tätig.
→ fromm@htwg-konstanz.de

Walter Sattinger ist Principal Engineer bei Swissgrid in Aarau und tätig an der betrieblichen Schnittstelle zwischen Verbundnetzpartnern, Verteilnetzen und Kraftwerken.
→ walter.sattinger@swissgrid.ch

Bruno Wartmann ist bei EWZ Verteilnetz in Zürich im Bereich Schutztechnik und Spezialprojekte und in diversen VSE-Arbeitsgruppen sowie in übergeordneten DACH-Arbeitsgruppen im Bereich Schutztechnik tätig.
→ bruno.wartmann@ewz.ch

Die Arbeiten an der HTA Freiburg wurden von Innosuisse, EWZ und Sprecher Automation unterstützt. Die Autoren bedanken sich bei den Studierenden der HTA Freiburg, deren Studienarbeiten als Grundlage für die Messungen gedient haben: C. Bernasconi, C. Leggett, N. Rappo und S. Venturini.

RÉSUMÉ

Mesure de la fréquence lors du délestage

Simulation de la protection à minimum de fréquence

Dans les réseaux électriques, la protection à minimum de fréquence, ou délestage automatique, est l'une des dernières mesures de protection qui peut sauver l'ensemble du système d'un effondrement total du réseau. Il est donc important, dans ce système, de ne pas être « surpris » par des déclenchements intempestifs ou des absences de fonctionnement.

Les changements actuels au sein du système énergétique électrique dus à la migration de la production des grandes centrales vers de nombreuses petites unités de production décentralisées motivent une analyse critique de ce système de protection, car la mesure de la fréquence devient plus difficile avec la puissance de court-circuit plus faible et la plus grande proportion d'harmoniques qui en résultent. Le dilemme: d'une part, des temps de réaction de plus en plus courts sont nécessaires et, d'autre part, une période de mesure plus longue est indispensable pour mesurer correctement la fréquence. C'est pourquoi un groupe de travail du FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb) – composé d'experts parmi les fabricants, les gestionnaires de réseaux de distribution, les gestionnaires de réseaux de transport, les hautes écoles et les consultants d'Autriche, d'Allemagne et de Suisse – a décidé d'examiner de plus près les détails de la mesure de fréquence.

La simulation de la protection à minimum de fréquence permet d'analyser les algorithmes employés pour la mesure de la fréquence dans les relais de protection numérique, en tenant également compte des éventuelles fonctions logiques et fonctions supplémentaires. Pour ce faire, des données provenant de différentes sources sont utilisées: des tensions déterminées mathématiquement ou calculées au moyen d'une simulation de réseau, mais aussi des données enregistrées lors de perturbations, provenant du réseau réel ou d'un modèle de réseau.

La protection à minimum de fréquence étudiée par le groupe de travail présente un temps de mesure relativement court, même lors de processus transitoires, en maintenant la fiabilité du délestage. Les mesures et analyses effectuées montrent des temps de déclenchement de 120 ms pour les relais de protection numériques utilisés actuellement. Si l'on ajoute encore à cela le temps d'environ 70 ms nécessaire au disjoncteur moyenne tension ainsi que 10 ms pour l'arc, il faut compter avec un temps d'action total de 200 ms pour un démarrage fiable de la fonction de protection.

NO