

Dynamisches Sicherheitsmonitoring in elektrischen Übertragungssystemen

Martin Heidl

TU-Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Gußhausstraße 25 / 373-1, 1040 Wien, Österreich; Tel.: +43 1 58801 37301;
E-Mail: heidl@ea.tuwien.ac.at; Web: www.ea.tuwien.ac.at

Kurzfassung: Das wirtschaftliche und politische Umfeld in der Elektrizitätswirtschaft führt sowohl in Europa als auch in den USA zu einer starken Auslastung der Übertragungsnetze. In Systemen, die nahe ihren Belastungsgrenzen betrieben werden, steigt die Gefahr von Störungen.

Bei vielen Großstörungen hat sich herausgestellt, dass schnelles und richtiges Handeln der Netzverantwortlichen in den Warten von entscheidender Bedeutung ist. Die wichtigste Voraussetzung für richtiges Handeln sind Informationen über den Zustand und über Ereignisse im Verbundsystem. Die Online-Information über Ereignisse außerhalb des Verantwortungsbereiches des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers ist jedoch sehr begrenzt.

Um das bestehende Informationsdefizit zu beheben wird in dieser Arbeit ein Konzept vorgestellt, das es ermöglicht weit entfernte Ereignisse zu erkennen und zu orten. Es ist nicht das Ziel einen ähnlich detaillierten Informationsstand wie im eigenen Netz für das ganze Verbundsystem zu erreichen, sondern es geht darum, in sicherheitsgefährdenden Situationen gewarnt zu sein, um entsprechend reagieren zu können.

Die für dieses Verfahren eingesetzten Messgeräte sind Phasor Measurement Units (PMU). Um von einer reinen Ereignisortung zu einem dynamischen Sicherheitsmonitoring für das Übertragungsnetz zu gelangen, werden in einem Expertensystem Zustandsinformationen aus Wide Area Monitoring (WAM) Systemen mit der Ortung kombiniert.

Die Arbeit liefert mit der Entwicklung des Konzeptes und mithilfe von dynamischen Simulationsanalysen die Grundlage für die Umsetzung des dynamischen Sicherheitsmonitoring.

Keywords: Wide Area Monitoring, Phasor Measurement Unit, Übertragungsnetz, Ortung, Netzdynamik, Sicherheitsmonitoring

1 Motivation und Situation

Die Elektrizitäts-Infrastruktur ist eine wichtige Voraussetzung für einen Wirtschaftsstandort. Gute wirtschaftliche Weiterentwicklung ist nur durch eine ausreichende, kostengünstige und sichere Stromversorgung möglich. Vor allem dem Gesichtspunkt der kostengünstigen Stromversorgung wurde im letzten Jahrzehnt große Aufmerksamkeit geschenkt.

Die Entwicklungen in der Elektrizitätserzeugung und Übertragung der vergangenen Jahre und die voraussichtlichen zukünftigen Entwicklungen lassen bedeutende Schwierigkeiten für den Netzbetrieb erwarten.

- Steigender Strombedarf in Europa um 2-6 % pro Jahr
- Der freie Stromhandel benötigt mehr Netzkapazität (Handelskapazität).
- Größere Netze durch Zusammenschlüsse
- Weiträumiger Stromhandel betrifft viele Übertragungsnetze.
- Unausgewogene Erzeugungsdichte
- Netze und Kraftwerke werden nicht adäquat ausgebaut.
- Getrennter Betrieb von Kraftwerken und Netzen führt zu unübersichtlichen Situationen.
- Direkte Eingriffsmöglichkeiten in den Kraftwerksbetrieb durch den Netzverantwortlichen sind kaum möglich.

Die Folge dieser Entwicklungen ist:

- Vermehrte Netzengpässe
- Steigende Gefahr von Großstörungen und Blackouts (z.B. Italien 2003)

In ganz Europa treten Netzengpässe regelmäßig auf. Werden Systeme, so auch Übertragungsnetze, nahe an ihrer Belastungsgrenze betrieben, steigt die Gefahr diese zu übertreten.

Mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit fallen Betriebsmittel aus. In einem großflächigen Energiesystem dürfen einzelne Ausfälle nicht zu großen Problemen führen. Durch die zunehmende Auslastung und Unübersichtlichkeit der Systeme steigt jedoch die Gefahr, dass es nach „normalen“ Initialereignissen zu Versorgungsausfällen und sogar Großstörungen kommt.

Wenn nach Großstörungen nach Verantwortlichen gesucht wird, stellt sich immer wieder heraus, dass ein schnelles und richtiges Reagieren auf die Initialereignisse ausgeblieben ist. Die Schuld an falschen Reaktionen kann nicht nur den Diensthabenden in den Warten gegeben werden. Bei Störungen kann es einerseits zu einer Flut an Meldungen kommen, andererseits bemerken Netzverantwortliche in entfernten Netzteilen vorerst noch gar nichts. Da sich Störungen aber auf das gesamte verbundene Netz ausbreiten können, sind auch für entfernte Netzverantwortliche bestimmte Informationen über das Gesamtnetz wichtig.

Das Ziel dieser Arbeit besteht darin ein Sicherheitsmonitoring zu entwickeln. Dieses soll nicht wie die gängigen Schutzmaßnahmen nur lokal Fehler erkennen und Betriebsmittel ausschalten, sondern eine Überwachung des Gesamtsystems ermöglichen und damit mögliche Gefahren für eigene Netzbereiche rechtzeitig erkennen.

Es wird untersucht wie mit im lokalen Netz befindlichen bzw. verteilten Messgeräten, Störungen weit außerhalb der lokalen Grenzen erkannt und beurteilt werden können.

Ein solches System aus Störungserkennung und Bewertung kann für die Netzverantwortlichen das entscheidende Hilfsmittel sein um richtig zu reagieren und damit die Störungsauswirkungen möglichst zu minimieren.

2 Wide Area Monitoring (WAM)

Der klassische Anlagenschutz in elektrischen Übertragungs- und Verteilsystemen besteht aus einer Vielzahl verteilter und weitgehend autonomer Schutzeinrichtungen. Einzelne Komponenten des Systems (Transformator, Leitung...) werden lokal überwacht, und beim Überschreiten von Grenzwerten abgeschaltet bzw. vom Netz getrennt.

Die wesentliche Weiterentwicklung der Messsysteme (SCADA bzw. Schutz) hin zum Wide Area Measurement (WAM) erfolgte durch die Integration von Global Positioning System (GPS) Empfängern in den Messgeräten.

GPS ist ein weltweites, satellitengestütztes Navigationssystem mit dem der Ort im dreidimensionalen Raum und die Zeit ermittelt werden kann.

Zeiger (Phasor) sind eine Möglichkeit der vereinfachten Darstellung von Sinusgrößen durch Betrag und Winkel (oder Real- und Imaginärteil). Bezieht man die Zeiger auf eine bestimmte (Nenn-)Frequenz, so erhält man bei Sinusgrößen dieser Frequenz einen ruhenden Zeiger. Der Winkel einer Größe ist beliebig und kann frei gewählt werden. Bei mehreren Größen ist die Differenz zwischen den Winkeln fix, das heißt bei einem frei wählbaren Bezugswinkel sind alle anderen vorgegeben.

Weicht die Frequenz eines Signals von der Bezugsfrequenz ab, so zeigt sich das in einer Drehung des Zeigers. Die Drehzahl des Zeigers entspricht der Differenzfrequenz.

Eine Darstellung von mehreren Zeigern in einem System ist nur mit sehr exakter gleicher Bezugszeit möglich. Innerhalb einer Station ist das mit gemeinsamer Abtastung noch einfach möglich. Bei verteilten Systemen ist dafür ein Zeitstempel für jeden Messwert nötig (Abbildung 2.1).

Um diese genauen Zeitstempel zu erreichen verwendet man die GPS-Technologie. Jeder Zeigerwert wird mit einer GPS-Zeit verknüpft, welche in jeder Messstation (auf der ganzen Erde) einheitlich ist. Die Genauigkeit der Zeitstempel beträgt $1 \mu\text{s}$. Bei einer Systemfrequenz von 50 Hz entspricht das $0,018^\circ$ Winkelgenauigkeit.

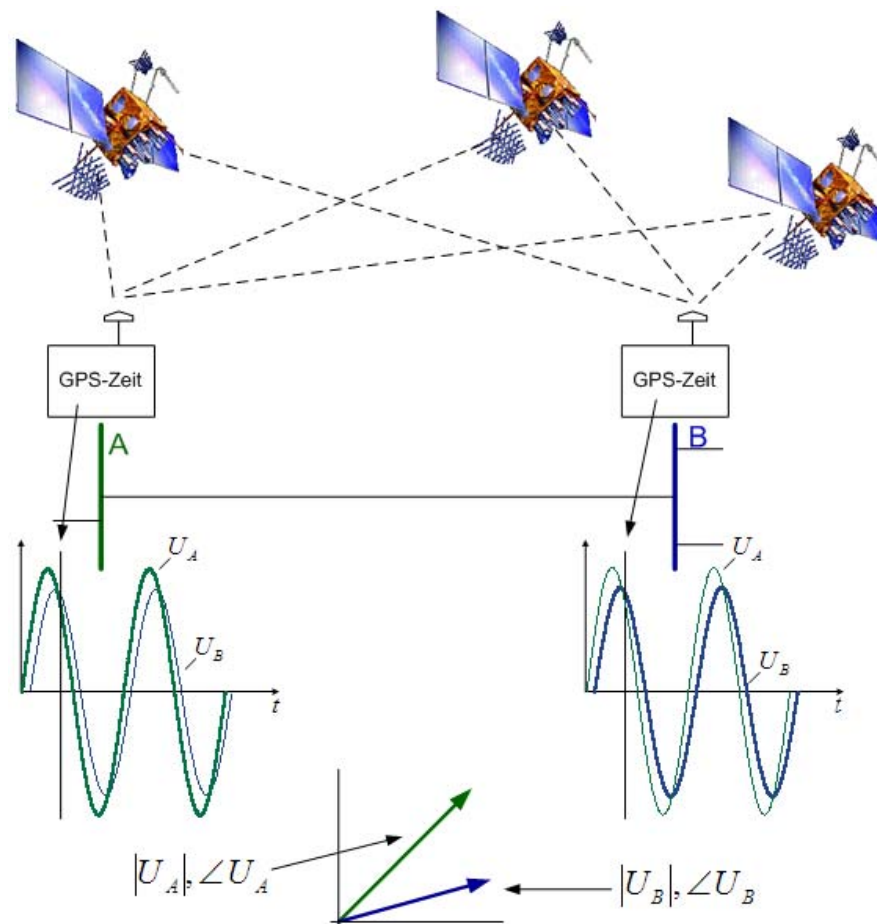


Abbildung 2.1: Synchronisierte Messgeräte an den Enden einer Übertragungsleitung.

Beispiele für Offline Anwendungen von WAM sind:

- (Groß-)Störungs-Analyse mit Fehler- bzw. Verantwortungsklä rung und Erstellen von Berichten
- Erkennung und Beschreibung von Interarea-Oszillationen
- Modellvalidierung und Parameteranalyse

State Estimation:

Mit der Verwendung von PMU-Messwerten erhält man nicht nur eine exakte Zeitsynchronisation der Messwertefür die Lastflussestimation, sondern die Messung liefert unmittelbar Phasenwinkel zu den Strom- und Spannungszeigern. Man erhält somit bei Messung in jedem Knoten direkt die gewünschten Spannungen bzw. ergeben sich bei Strom und Spannungsmessung in vielen Knoten alle Spannungen durch lineare Berechnung. Die Estimation wird dadurch schneller und genauer.

Beispiele für Real-Time Anwendungen:

- Winkelmonitoring
- Leistungsschwingungen Monitoring
- Wide-Area Power System Stabilizer

- Spannungsstabilität
- Online Betriebsmittelmodelle
- Systemwiederaufbau
- Real Time Engpassmanagement bzw. Lokale Marktpreisbeeinflussung

3 Ereignisortung mithilfe von Wide Area Monitoring

Die gängigen (oben erwähnten) Techniken bei der Nutzung von WAM sind abgesehen von offline Untersuchungen und State Estimation die Systemüberwachung anhand von Grenzwerten bzw. Änderungsgeschwindigkeiten. Zu große Phasenwinkel zwischen Knoten, zu geringe Dämpfung von Leistungspendelungen, zu hohe Leiterseiltemperaturen, usw. sind typische Indikatoren für Gefahren im Netz. Der wesentliche Unterschied dazu und die Idee hinter dem Begriff „Dynamisches Sicherheitsmonitoring“ besteht in der Auswertung des Schwingungsverhaltens und der Schwingungsausbreitung bei Störfällen im Übertragungsnetz.

3.1 Schwingungsausbreitung

Bei Fehlerereignissen, vor allem wenn diese mit großen Leistungsausfällen verbunden sind, entstehen in einem elektromechanischen System Schwingungen, die sich über das System ausbreiten. Diese Schwingungsausbreitung erfolgt in Form von Frequenzschwankungen, welche mithilfe von PMU's exakt und zeitsynchron gemessen werden können.

Das elektromechanische Energiesystem ist vereinfacht eine Kopplung von Generatorschwungmassen mit Netzimpedanzen und grob vergleichbar mit einem Masse-Feder-System. Die Ausbreitungsgeschwindigkeit einer Störung ergibt sich aus den Schwungmassen im System und den koppelnden Impedanzen.

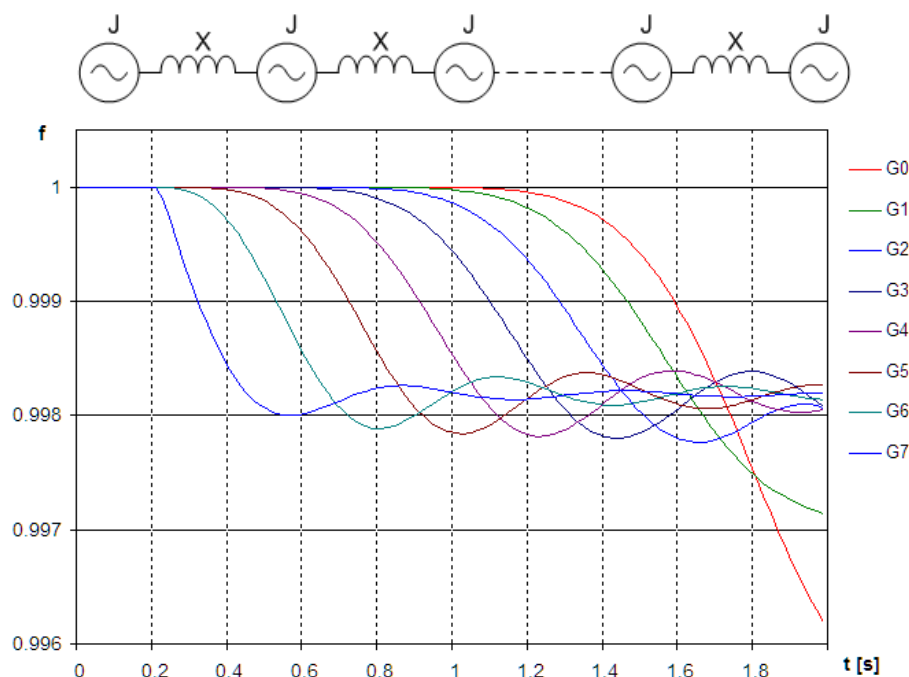


Abbildung 3.1: Vereinfachtes elektromechanisches Energiesystem; Schwingungsausbreitung

Zur Erklärung wird in Abbildung 3.1 gezeigt wie sich eine Frequenzänderung, hervorgerufen durch eine Störung (in diesem Fall eine sprungförmige Leistungsänderung beim Knoten G7), in einem vereinfachten System ausbreitet.

Aufgrund von Linearisierungen und vieler Simulationen mit verschiedenen Konstellationen können die wesentlichen Einflussfaktoren für die Laufzeit der elektromechanischen Welle dargestellt werden. (\propto ...proportional)

- Reaktanz des Ausbreitungsweges:

$$t_l \propto \sqrt{X}$$

- Schwungmassen der Generatoren:

$$t_l \propto \sqrt{T_A S_n}$$

- Winkel zwischen angrenzenden Generatoren:

$$t_l \propto \frac{1}{\sqrt{\cos(\delta_0)}}$$

3.2 Ortung

Verteilte PMU's im Höchstspannungsnetz zeichnen die Frequenzinformationen mit Zeitstempel versehen auf. Alle an der Ortung beteiligten Geräte übermitteln die Daten an einen Zentralrechner. Am Zentralrechner muss aus dem normalen Frequenzrauschen eine Frequenzänderung passender Form erkannt werden. Wird innerhalb eines sinnvollen Zeitbereichs eine Frequenzänderung an mehreren PMU-Standorten erkannt, so kann die Zeitdifferenz des Erstausschlages zwischen diesen bestimmt werden. Mit dieser Zeitdifferenz lässt sich eine Ortung durchführen.

Für den ersten Schritt wird eine Schwingungsausbreitung mit konstanter Geschwindigkeit in alle Richtungen angenommen.

Damit kann folgende Gleichung aufgestellt werden.

$$l = v \cdot t_l$$

Der Abstand des Fehlerortes zum Messpunkt l ist die Ausbreitungsgeschwindigkeit v mal der Laufzeit t_l . Es handelt sich hierbei um ein ebenes (zweidimensionales) System. Man definiert den Fehlerort mit den Koordinaten (x_0, y_0) , den Fehlerzeitpunkt mit t_0 , den ersten Messpunkt mit (x_1, y_1) und den Zeitpunkt des Auftreffens der Welle beim Messpunkt mit t_1 so ergibt sich

$$\sqrt{(x_1 - x_0)^2 + (y_1 - y_0)^2} = v \cdot (t_1 - t_0)$$

mit den Unbekannten x_0, y_0 und t_0 . Der Standort des Messgerätes ist bekannt und konstant, der Zeitpunkt t_1 wird anhand der PMU-Messwerte ermittelt.

Aus zwei dieser Gleichungen (2 Messpunkten) ergibt sich eine Hyperbel als Lösungsmenge, da der Fehlerzeitpunkt nicht bekannt ist. Es sind mindestens drei Messpunkte nötig um die drei Unbekannten zu ermitteln.

Als Beispiel sei eine Ortung im UCTE-Netz mit drei PMU's in Abbildung 3.2 und Abbildung 3.3 dargestellt.

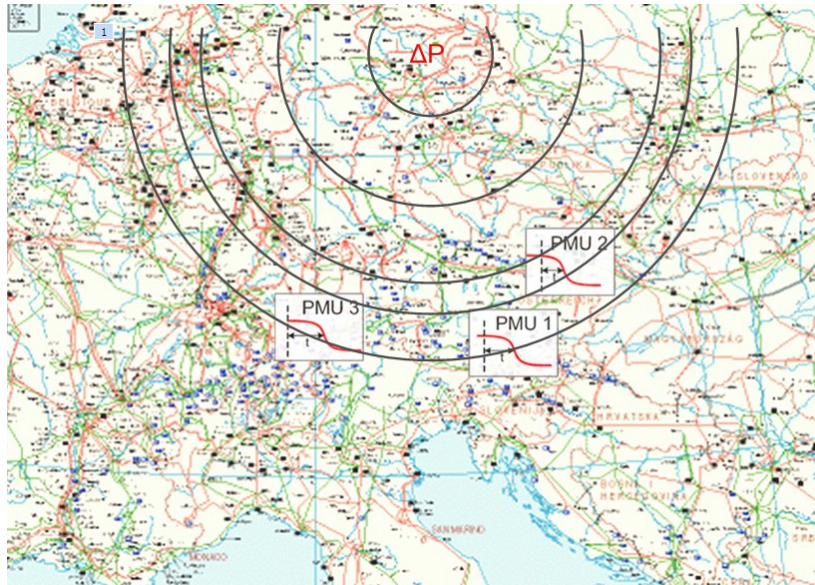


Abbildung 3.2: Prinzip der Wellenausbreitung mit Kurven gleicher Laufzeit

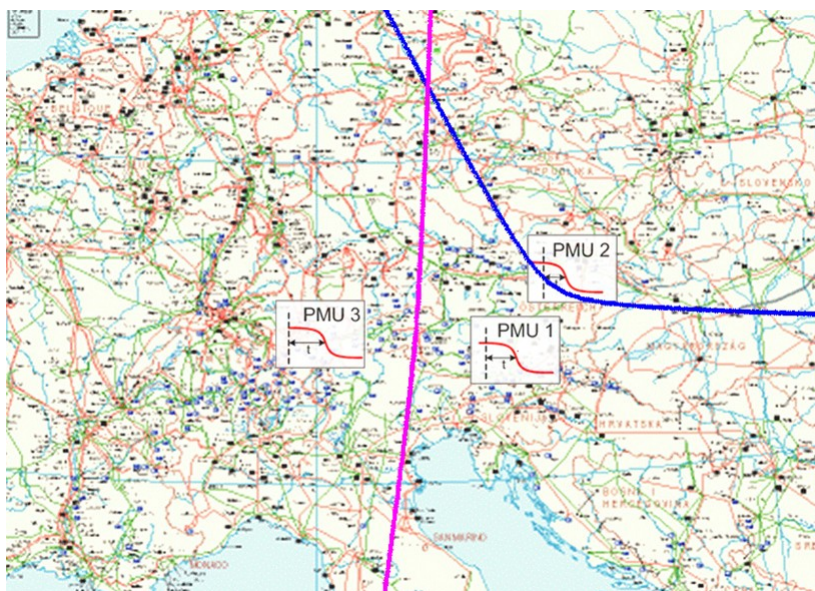


Abbildung 3.3: Beispiel einer Ortung im UCTE-Netz mit drei PMU-Messpunkten

In einem großen inhomogenen Verbundnetz muss berücksichtigt werden, dass lokal abweichende Ausbreitungsgeschwindigkeiten auftreten. Es ist möglich dies durch Laufzeitenkarten zu berücksichtigen. Das Erkennen und Festlegen des Zeitpunktes an dem die Wellenfront eintrifft ist nicht trivial, da in einem realen System die Kurvenform komplizierter ist als in Abbildung 3.1 dargestellt.

Als Beispiel für eine Simulation sei eine Schwingungsausbreitung, aufgrund eines Leitungsausfalles dargestellt, Abbildung 3.4. Ein Ausfall (bzw. eine Abschaltung) einer unbelasteten Leitung wirkt sich nicht aus. Bei einer belasteten Leitung schlägt die Frequenz auf einer Seite aufgrund des dynamischen Leistungsüberschusses zu Überfrequenz aus, auf der anderen Seite des Leitungsausfalls ereignet sich ein Ausschlag zu Unterfrequenz.

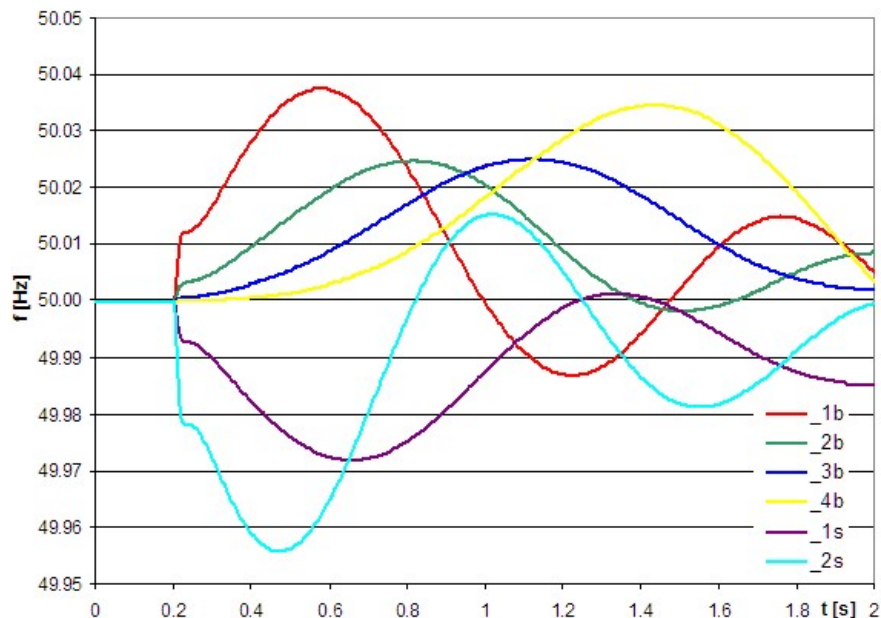


Abbildung 3.4: Schwingungsausbreitung der Frequenzänderung bei Leitungsausfall

Mithilfe des beschriebenen Prinzips ist es möglich große Ereignisse zu orten. Die benötigten Messgeräte müssen sich dafür nicht nahe dem Ereignisort befinden. Dies ermöglicht eine Warnung über Störungen in fernen Netzbereichen. Eine gute Verteilung möglichst vieler PMU-Standorte ergibt eine bessere Genauigkeit der Methode.

4 Implementierung

Die einfachste Implementierung des Ortungssystems besteht in einer reinen Ereignismeldung. Wird vom Ortungssystem ein Ereignis detektiert, wird eine Meldung darüber ausgegeben. Sinnvoll ist dabei die Darstellung grafisch auf einer Karte vorzunehmen. Bei dieser Form der Darstellung ist es problemlos, das Ergebnis der Ortung zu markieren und die Genauigkeit der Ortung mit einem optisch (z.B. farblich) hervorgehobenen Bereich darzustellen.

Der wesentliche Schritt von einem reinen Ortungs- und Informationssystem zu einem Sicherheitsmonitoring besteht in der Auswertung und der Beurteilung der Relevanz der Ortungsergebnisse. Dies ist am sinnvollsten in einer Kombination mit den lokalen Überwachungsmöglichkeiten. Mit Hilfe eines Expertensystems können durch das Zusammenführen der Informationen über den Systemzustand und Einzelereignissen, Gefahrenbewertungen durchgeführt werden, die zu Warnungen führen.

Das Winkelmonitoring wird verwendet, um eine Beurteilung der Systembelastung eines möglichst großen Bereiches zu ermöglichen, innerhalb dessen man PMU's zur Online-Auswertung zur Verfügung hat. Dies gibt nun die nötige Information über den

Ausgangszustand des Netzes. Ausgehend von diesen Informationen wird nun jedes geortete Ereignis in Abhängigkeit von Entfernung und Richtung auf den Ausgangszustand bezogen.

Das System bezieht jedoch nicht nur Einzelereignisse auf Netzzustände, es wird auch die Vorgeschichte in der Bewertung berücksichtigt. Ereignen sich zwei oder mehr Ereignisse örtlich und zeitlich in einer Weise, die auf einen Zusammenhang schließen lässt, so kann die Gefahr in bzw. aus diesem Gebiet entsprechend höher eingeschätzt werden.

Die Ergebnisse des integrierten, dynamischen Sicherheitsmonitorings sind somit Warnhinweise für den Netzverantwortlichen in der Warte. Diese sind gruppiert nach Dringlichkeit, zum Beispiel in der Weise „Unwesentlich“, „Verringerte Netzsicherheit“, „Akute Gefahr“ mit möglichen Abstufungen dazwischen.

Gleichzeitig mit der Meldung muss eine Beschreibung des Grundes für die Meldung einsehbar sein. Nur so können richtige Entscheidungen getroffen werden, wie zu reagieren ist.

Als erste Konsequenz etwa bei verringerter Netzsicherheit gilt erhöhte Aufmerksamkeit oder stärkere Besetzung in der Warte. Weiters können Schalthandlungen getätigt werden oder es wird Bereitschaft von einsetzbaren Kraftwerken gefordert. Wenn nötig wird Generator- bzw. Pumpleistung angefordert.

5 Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wurde ein Verfahren entwickelt, wie aus dem dynamischen Verhalten eines elektrischen Verbundsystems für den sicheren Netzbetrieb relevante Informationen und Warnungen ermittelt werden können.

Bei vielen Großstörungen hat sich herausgestellt, dass schnelles und richtiges Handeln der Netzverantwortlichen in den Warten von entscheidender Bedeutung ist. Die wichtigste Voraussetzung für richtiges Handeln sind Informationen über die Situation im Übertragungsnetz. Handlungen werden überwiegend dezentral getätigt. Jeder Übertragungsnetzbetreiber überwacht seinen Netzbereich und kann auch nur dort Handlungen an Betriebsmitteln setzen. Die Informationen über Ereignisse außerhalb dieses Bereiches sind sehr begrenzt. Beispiele haben jedoch gezeigt, dass Störungen weit außerhalb des Verantwortungsbereiches sehr wohl gravierende Auswirkungen haben können. Um das bestehende Informationsdefizit zu beheben, ist es notwendig, entfernte Ereignisse zu erkennen. Es geht darum in sicherheitsgefährdenden Situationen gewarnt zu sein, um entsprechend reagieren zu können.

Die Technologie, die für diese Arbeit genutzt wird, ist das Wide Area Monitoring (WAM). An entfernten Orten in einem Verbundnetz können damit exakt zeitsynchrone Messwerte erfasst werden. Die eingesetzten Messgeräte sind Phasor Measurement Units (PMU), damit können aufgrund der synchronen Messwernerfassung kohärente Phasenlagen von Strom- und Spannungszeigern im gesamten Messbereich ermittelt werden.

Es wurde eine Anwendungsmöglichkeit der synchronisierten Messtechnik mithilfe von PMU's untersucht, welche sich wesentlich von den bekannten WAM-Anwendungen unterscheidet. Es wird das dynamische Ausbreitungsverhalten einer elektromechanischen Schwingung im Verbundsystem ausgenutzt, um mit Hilfe von synchronen Messungen den Ursprungsort der

Schwingung zu ermitteln. Zu diesem Zweck wurden die relevanten Eigenschaften mithilfe mathematischer Beschreibungen und Simulationen bestimmt.

Der Kern der Arbeit besteht in der Entwicklung des Ortungskonzeptes. Dieses sei hier kurz zusammengefasst:

Erst wird das Auftreffen einer Wellenfront an einem PMU-Messstandort erkannt. Als Zeitpunkt für das Auftreffen – welcher für die weiteren Berechnungen wesentlich ist – ist es sinnvoll den Wendepunkt der Frequenzänderung heranzuziehen und nicht einen fixen Schwellwert. Die Messzeitpunkte an verschiedenen Messorten können anschließend, unter der Annahme homogener Schwingungsausbreitung, für die Berechnung eines Ursprungsortes und einer Ereigniszeit verwendet werden. Für die weitere Verbesserung der Ortungsgenauigkeit kann die Inhomogenität des Netzes berücksichtigt und es können Lastflussvarianten miteinbezogen werden.

Die Erweiterung des Konzeptes von einem reinen Ortungs- und Informationssystem zu einem Sicherheitsmonitoring besteht in der Auswertung und der Beurteilung der Relevanz der Ortungsergebnisse. Dies ist am sinnvollsten in einer Kombination mit den lokalen Überwachungsmöglichkeiten, die das Wide Area Monitoring bietet. Mit Hilfe eines Expertensystems können durch das Zusammenführen der Informationen über den Systemzustand und der Einzelereignisse Gefahrenbewertungen durchgeführt werden, die zu Warnungen führen. Dabei wird auch die unmittelbare Historie berücksichtigt, um zusammenhängende Ereignisse zu erkennen.

Für den Verantwortlichen des Übertragungsnetzes bietet ein solches dynamisches Sicherheitsmonitoring in sehr kurzer Zeit wichtige Informationen. Gefiltert nach Relevanz wird ein verwirrender Informationsüberschuss verhindert. Somit ergeben sich Möglichkeiten auf sich anbahnende Störungen richtig zu reagieren, noch bevor die Auswirkungen dieser im eigenen Netzbereich erkennbar sind.

- [1] Anderson P.M., Fouad A.A.; „Power System Control and Stability“, Second Edition, IEEE Press, Piscataway NJ, 2003
- [2] Begovic M., Novosel D., Karlsson D., Henville C., Michel G.; „Wide-area protection and emergency control“, Proceedings of the IEEE, Volume 93, Issue 5, Pages: 876 – 891, May 2005
- [3] Heidl M.; „Dynamisches Sicherheitsmonitoring in elektrischen Übertragungssystemen“, Dissertation, Technische Universität Wien, November 2008
- [4] Kundur P.; „Power System Stability and Control“, New York, McGraw-Hill Inc., 1994
- [5] Phadke A.G., Thorp J.S., Karimi K.J.; „Real Time Voltage-Phasor Measurements for Static State Estimation“, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 104, No. 11, pp.3098-3107, November 1985

- [6] Sakis Meliopoulos A.P., Cokkinides G.J., Galvan F., Fardanesh B.; „GPS-Synchronized Data Acquisition: Technology Assessment and Research Issues”, HICSS '06. Proceedings of the 39th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, Volume 10, page: 244c, Jan. 2006
- [7] Huang Z., Kasztenny B.; Madani, V., Ken M., Meliopoulos, Sakis A.P.; Novosel, D., Stenbakken J.; „Performance evaluation of phasor measurement systems”, IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pages: 1 - 7, July 2008