

# Verbesserung der Netzsicherheit mit Wide Area Monitoring

**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:** In den europäischen Verbundnetzen hat sich in den vergangenen Jahren bis heute die Situation stark geändert. Die Auswirkungen dieser Veränderungen auf die Netzsicherheit zeigen sich durch vermehrte Netzengpässe und die gestiegene Gefahr von Großstörungen und Blackouts. Mit dem Einsatz von Phasor Measurement Units (PMU) für das Wide Area Monitoring (WAM) haben sich viele neue Anwendungsmöglichkeiten ergeben: Offline Anwendungen (Störungsanalyse, Erkennung und Beschreibung von Interarea-Oszillationen...), verbesserte bzw. neue State Estimation und Real-Time Anwendungen (Winkelmonitoring, Leistungsschwingungen Monitoring, Spannungsstabilitäts-Überwachung, Online Betriebsmittelmodelle...). Auch neue Methoden zur Ereignisortung in ausgedehnten Verbundsystemen sind möglich. Der verbesserte Überblick über das Gesamtsystem der mit dem Einsatz der neuen Anwendungen erreicht wird, kann die Netzsicherheit erhöhen, weil rechtzeitige Warnungen und passende Maßnahmen möglich sind.

**Keywords:** Netzsicherheit, Wide Area Monitoring, Phasor Measurement Unit

## 1 Motivation und Situation

Die sichere und zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie wird sowohl von Haushalten als auch der Wirtschaft weitgehend als selbstverständlich angesehen. Gute wirtschaftliche Weiterentwicklung ist nur durch eine ausreichende, kostengünstige und sichere Stromversorgung möglich.

Ein Schwerpunkt wurde bei der kostengünstigen Stromversorgung gesetzt, was zu einer wesentlichen Veränderung in der Struktur der elektrischen Energiewirtschaft führte.

Die Veränderungen der vergangenen Jahre in den europäischen Verbundnetzen beeinflussen jedoch nicht nur Preis und Wettbewerb, sondern haben auch netzsicherheitsrelevante Auswirkungen.

- 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)
- Die Notwendigkeit für Eingriffe in den Kraftwerksbetrieb steigt.

In ganz Europa treten Netzengpässe regelmäßig auf. Diese behindern nicht nur den zwischenstaatlichen Handel – Engpässe an Grenzen – sondern treten auch innerhalb von Ländern und Regelzonen auf. Österreich ist dabei sehr stark betroffen. Es wird mit verschiedensten Handelsinstrumenten versucht Engpässe zu vermeiden [2]. Dies führt allerdings wieder zu einer Einschränkung des freien Marktes.

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.

Die Gesamtsituation des elektrischen Energiesystems ist vom Regelzonenführer zu überwachen. Dieser muss wenn nötig eingreifen um Störungen zu verhindern.

Um angemessene Maßnahmen durchführen zu können ist in den Warten ein guter Überblick über den jeweiligen Netzbereich von Bedeutung. Die Situation des eigenen Netzbereiches ist jedoch im Allgemeinen sehr stark durch Zustände bzw. Vorgänge in den anderen verbundenen Netzbereichen bestimmt (UCTE-Netz).

Neue Möglichkeiten der Überwachung von ausgedehnten Netzen bzw. Netzteilen bieten Wide Area Monitoring (WAM) Systeme. In diesem Beitrag werden mehrere Anwendungsmöglichkeiten von WAM-Systemen dargestellt und erklärt. Sie bieten die Möglichkeit durch genauere Informationen über das Netz bzw. durch direkten Eingriff die Netzsicherheit zu erhöhen. Außerdem wird eine neue Anwendungsmöglichkeit der für die WAM-Systeme eingesetzten Phasor Measurement Units (PMU) beschrieben, welche dem Operator Informationen über weit entfernte Störungen zur Verfügung stellt.

## **2 Phasor Measurement Unit (PMU)**

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). Ein rotierender Zeiger in der komplexen Ebene mit einer konstanten Drehgeschwindigkeit stellt eine Sinusgröße dar. 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).

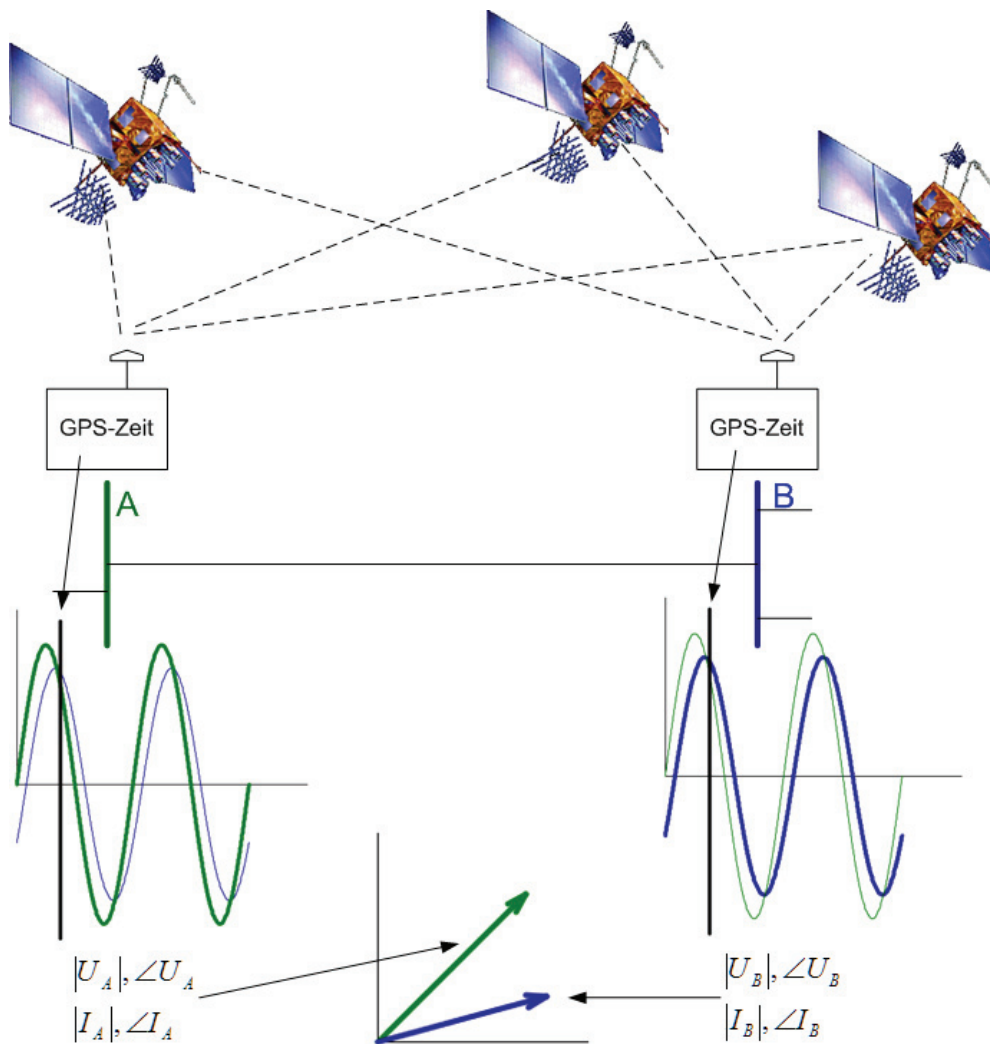


Abbildung 2.1: Messwerte von verschiedenen Orten in einem Bezugssystem

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  $\mu$ s. Bei einer Systemfrequenz von 50 Hz entspricht das 0,018° Winkelgenauigkeit.

Der Aufbau einer PMU ist in Abbildung 2.2 dargestellt. Ein oder mehrere analoge Eingänge werden vor der Digitalisierung durch einen Antialiasing Filter (Tiefpass) geschickt um Fehler durch die Abtastung zu hoher Frequenzen zu vermeiden. Ein Analog-Digital-Konverter übernimmt die Digitalisierung zu definierten Abtastzeitpunkten. Damit errechnet ein Mikroprozessor die vom Gerät gewünschten Daten. Diese werden gespeichert, übermittelt bzw. für Schutzfunktionen verwendet. In der bisherigen Beschreibung unterscheidet sich das Gerät noch nicht von einem herkömmlichen digitalen Störschreiber oder Schutzrelais. Hinzu kommt bei einer PMU der GPS-Receiver. Dieser wird verwendet um bei jedem errechneten Zeigerwert im Prozessor den jeweiligen Zeitstempel hinzuzufügen. Um eine ausreichende Genauigkeit zu erreichen ist es jedoch wichtig bereits für die Abtastung GPS-genaue Zeitpunkte zu verwenden.

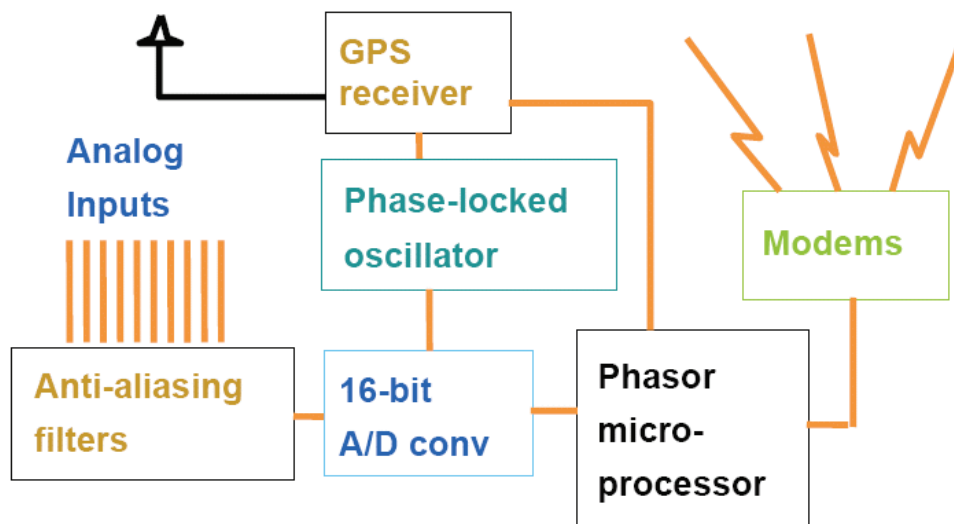


Abbildung 2.2: Aufbau einer PMU (A. Phadke)

Ein PMU stellt also ein Messinstrument (Störschreiber, Schutzrelais) mit integrierter Synchronisation mit einer internationalen Systemzeit (GPS-Zeit) dar. Damit können bei Wechselstrom- und Wechselspannungsgrößen die Zeiger bezogen auf eine einheitliche Referenz berechnet werden.

### 3 Wide Area Measurement (WAM) Anwendungsmöglichkeiten

Unter dem Begriff „Wide Area Monitoring, Protection and Control“ (WAMPAC) sind die Möglichkeiten bzw. Absichten des Einsatzes von verteilten synchronisierten Messsystemen vorweggenommen. Zu diesen Echtzeitanwendungen kommen noch eine Reihe von Off Line Anwendungsmöglichkeiten.

### **3.1 Offline Anwendungen**

#### (Groß-)Störungs-Analyse mit Fehler- bzw. Verantwortungsklä rung und Erstellen von Berichten

An Beispielen wie dem Blackout in Nordamerika im August 2003 zeigt sich wie langwierig es sich gestalten kann den Ablauf einer großräumigen Störung genau zu rekonstruieren und zu erklären. Daten von unterschiedlichen Netzbetreibern mit abweichenden Zeitbasen müssen abgeglichen werden. Sogar die Darstellung des Zeitablaufes innerhalb eines Netzbetreibers kann schwierig sein, wenn Schutzauslösungen in schneller Abfolge geschehen und keine synchronisierten Zeiten in den entfernten Stationen vorhanden sind. Der Bericht über das Blackout in Nordamerika dauerte 10 Monate.

Für die Offline Störungsanalyse bestehen geringe Anforderungen an die Kommunikation, da die Übermittlung nicht zeitkritisch ist. Es ist auch eine lokale Zwischenspeicherung möglich. PMU's in den wichtigsten Knoten, eventuell mit Schalterinformationen sind notwendig.

Zur Klärung der Störung vom 4.11.2006 in Europa spielten PMU-Daten eine Rolle und man kam nach 87 Tagen zu einem Endbericht.

#### Erkennung und Beschreibung von Interarea-Oszillationen

Mit einer FFT-Analyse der PMU-Messdaten können die Frequenz, Amplitude und Dämpfung der auftretenden Schwingungen errechnet werden. Auch die Richtung und besonders betroffene Regionen können ermittelt werden. Für solche Analysen sind synchronisierte Messungen mit hohen Abtastraten unerlässlich.

#### Modellvalidierung und Parameteranalyse

Mit der synchronisierten Messtechnik ist es möglich verschiedenste Parameter zu ermitteln und vor allem dynamische Modelle von Systemkomponenten zu überprüfen und zu verbessern. Zu den einfacheren Möglichkeiten zählen dabei die genaue Ermittlung der Impedanzen von Leitungen, Transformatoren oder Gesamtkorridore. Dynamische Reaktionen von Lasten und Generatoren können mit Modellen verglichen und abgestimmt werden.

### **3.2 State Estimation**

Die Lastflussestimation versucht den aktuellen Lastfluss darzustellen. Für die Netzüberwachung und Steuerung sind vollständige und konsistente Netzinformationen notwendig. Die Eingangsdaten der klassischen Lastflussschätzung sind dabei Zweig-Wirk- und Blindleistung sowie Knotenspannungsbeträge. Das Ergebnis sind Knotenspannungen in Betrag und Winkel, womit der Lastfluss eindeutig ist.

Mit der Verwendung von PMU-Messwerten erhält man nicht nur eine exakte Zeitsynchronisation der Messwerte, 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.

Ein Zwischenschritt zwischen klassischer und Zeiger State Estimation ist die Hybrid Estimation. Dabei wird die klassische Lastflussschätzung mit PMU Messwerten kombiniert um die Genauigkeit zu erhöhen. Im Estimator kann die Gewichtung der PMU-Messwerte erhöht werden, da diese genauer sind.

### **3.3 Real-Time Anwendungen:**

#### Winkelmonitoring:

Reines Winkelmonitoring ist die am einfachsten umsetzbare Monitoringmaßnahme. Der Spannungswinkel zwischen entfernten Netzknoten gibt unmittelbar Auskunft wie stark die Leistungsübertragung zwischen den Knoten bezogen auf die dazwischen liegende Gesamt-Reaktanz ist. Um diese Information sinnvoll nutzbar zu machen ist eine überschaubare, nur das wesentliche zeigende Visualisierung notwendig. Für Alarme bzw. Maßnahmen ist das Beobachten sowohl der absoluten Winkel als auch der Änderungsgeschwindigkeiten wesentlich.

Die Information über kritische Winkeländerungen allein, auch wenn diese grafisch gut aufbereitet ist, ist für die Betriebsführer nur mäßig hilfreich. Je nach Situation sind vordefinierte Maßnahmenkataloge nötig, damit im Krisenfall schnell reagiert werden kann.

#### Leistungsschwingungen Monitoring

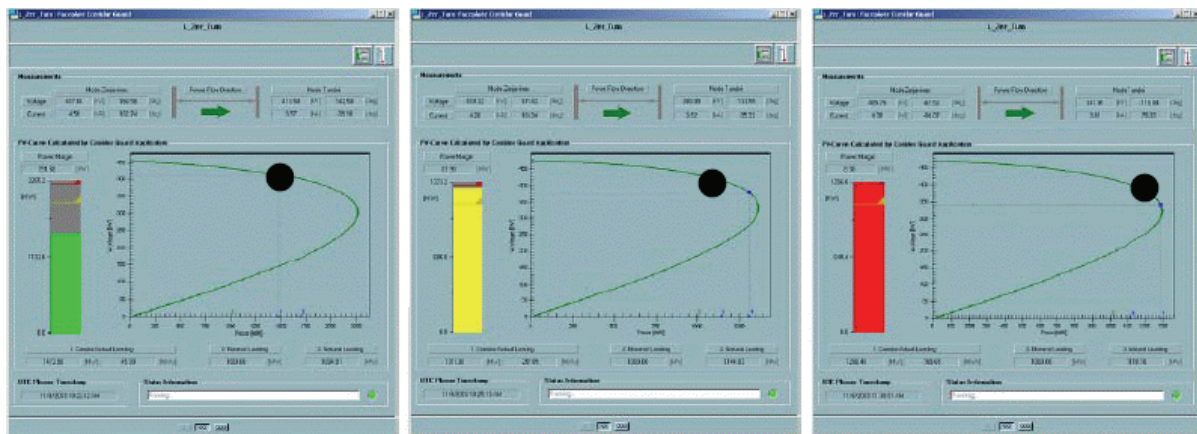
Oszillationen können in Echtzeit erkannt werden. Moden, Dämpfung und Amplitude sind bereits mit einem Messort ermittelbar. Verteilte Messungen geben jedoch bessere Auskunft über die Beeinflussung des Gesamtsystems.

#### Wide-Area Power System Stabilizer

Untersuchungen haben gezeigt dass PSS mit einem Wide-Area-Signal als Eingangsgröße eine verbesserte Dämpfung bewirken. Außerdem könnten Gesamt-Systemstabilizer auch auf FACTS oder Energiespeicher zur Schwingungsdämpfung wirken.

#### Spannungsstabilität

Die Überwachung der Spannungsstabilität in Korridore ist bereits implementiert. Dazu muss sich an den Enden eines Korridors jeweils ein PMU befinden. Mit den Strom- und Spannungszeigern lässt sich die Impedanz der Verbindung in Echtzeit berechnen und damit das PV-Diagramm mit der maximalen Übertragungsleistung darstellen. Wird die aktuelle Übertragungsleistung mit dieser verglichen, lässt sich die Gefahr für einen Spannungskollaps beschreiben (siehe Abbildung 3.1). Abgesehen von Alarmmeldungen ist eine Verknüpfung des Systems mit automatischen spannungsabhängigen Lastabwürfen oder anderen laststeuernden Maßnahmen denkbar.



*Early warning*

*Emergency alarm*

Abbildung 3.1: Darstellung der Spannungsstabilität (ABB)

Online Betriebsmittelmodelle

Durch eine exakte Widerstandsberechnung von Leitungen (mit PMU's an den Enden) ist es möglich, Rückschlüsse auf die durchschnittliche Seiltemperatur zu ziehen.

Systemwiederaufbau

WAM-Systeme in verschiedenen Regionen eignen sich hervorragend zur Inselerkennung, da über die Zeiger auch die genaue Frequenz ermittelt wird. Hilfreich kann WAM vor allem auch bei der Resynchronisation der Inseln sein. Der Störfall vom 4.11.06 hat gezeigt, dass aufgrund der ungenauen und fehlenden Frequenzinformationen viele erfolglose Synchronisationsversuche durchgeführt wurden (dargestellt in Abbildung 3.2). Diese beanspruchen die Betriebsmittel stark und können in einer kritischen Situation zu weiteren Ausfällen führen. Mit Hilfe einer verteilten Frequenzbeobachtung können die Abweichungen schneller minimiert und erst danach ein Zuschalten mit wesentlich größeren Erfolgchancen durchgeführt werden.

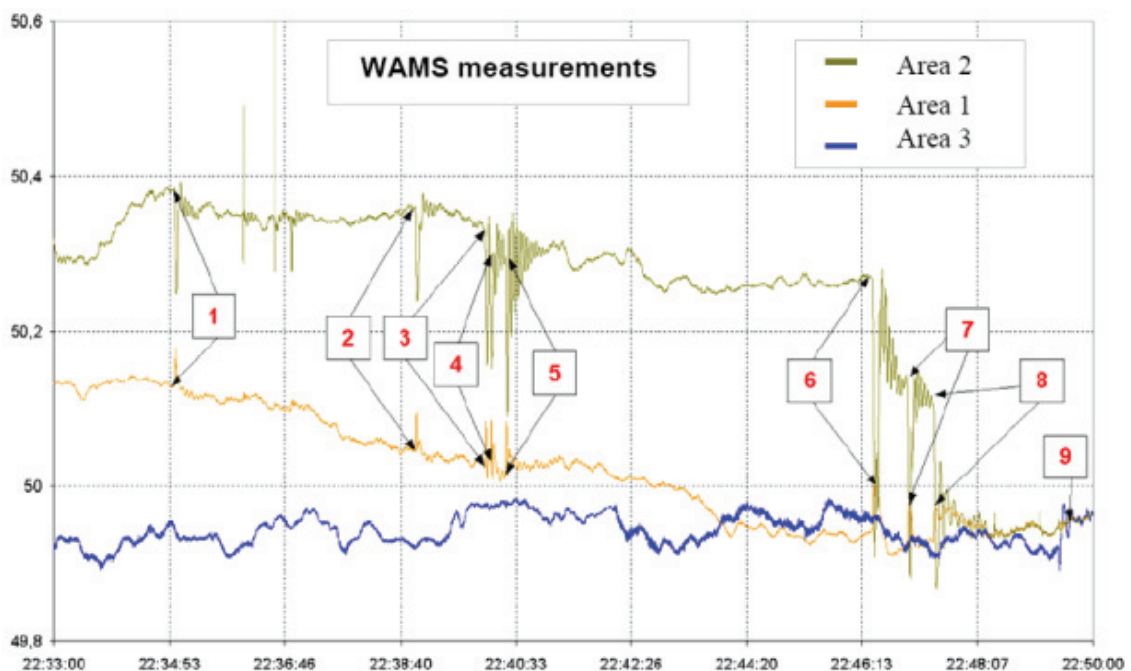


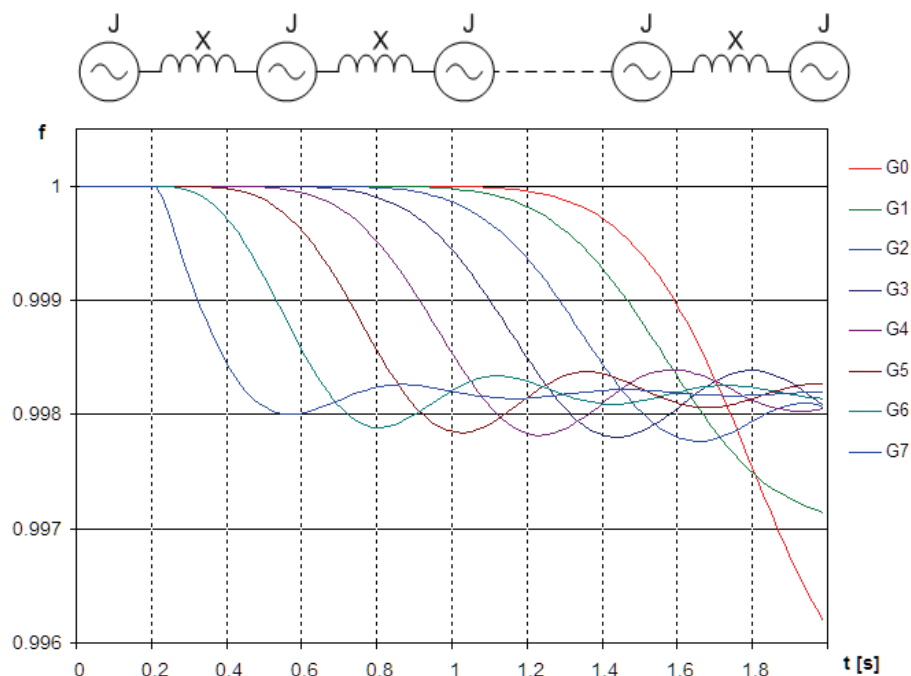
Abbildung 3.2: Erfolgreiche Resynchronisierungsversuche (UCTE Report zum 04. Nov. 06)

Real Time Engpassmanagement bzw. Lokale Marktpreisbeeinflussung für die Lastflussanpassung sind ein Bereich der zwar angedacht wird, wobei es allerdings fraglich ist ob dazu mehr als die Lastflussestimation notwendig ist.

## 4 Dynamische Ereignisortung

Bei Fehlerereignissen, vor allem wenn diese mit großen Leistungsausfällen verbunden sind, entstehen in einem elektromechanischen System Schwingungen, welche 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 etwa vergleichbar mit einem Masse-Feder-System. Die Ausbreitungsgeschwindigkeit einer Störung ergibt sich aus den Schwungmassen im System und den koppelnden Impedanzen.



**Abbildung 4.1: Vereinfachtes elektromechanisches Energiesystem; Schwingungsausbreitung**

Zur Erklärung wird in Abbildung 4.1 gezeigt wie sich eine Frequenzänderung, hervorgerufen durch eine Störung (in diesem Fall eine sprungförmige Leistungsänderung beim Knoten G7), in einem vereinfachten linearen System ausbreitet. Die Laufzeiten zwischen weit auseinander liegenden Generatorknoten können bestimmt werden.





**Abbildung 4.2: Prinzip der Wellenausbreitung mit Kurven gleicher Laufzeit**

Ab drei PMU-Messzeitpunkten für das Ankommen der Wellenfront kann aus den Zeitdifferenzen der Messwerte und der Position der PMU's bei bekannten Ausbreitungsgeschwindigkeiten der Ursprungsort und der Zeitpunkt errechnet werden (Abbildung 4.2).

In einem großen inhomogenen Verbundnetz muss berücksichtigt werden, dass lokal abweichende Ausbreitungsgeschwindigkeiten auftreten. 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 4.1 dargestellt.

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.

## 5 Verbesserung der Netzsicherheit

Die zusätzlichen Möglichkeiten der Systemüberwachung mit WAM können genutzt werden um einen umfassenderen Überblick über das Netz zu erhalten. Die Anwendungen reichen von einer Verbesserung der Einzelbetriebsmittelüberwachung bis zur – und das stellt den wesentlichen Fortschritt dar – Zustandsdarstellung des Gesamtsystems.

Die Darstellung von Spannungswinkeln sehr weit entfernter Knoten ermöglicht eine Darstellung der Gesamtübertragung zwischen Regionen, anstelle der Überwachung einzelner Betriebsmittel. Das Bewerten von Leistungsschwingungen ermöglicht es Gefahren im Verbundnetze zu erkennen.

Die Situation des eigenen Netzbereiches ist sehr stark durch Zustände und Vorgänge in den anderen verbundenen Netzbereichen bestimmt. Mithilfe der Ereignisortung ist es möglich wesentliche Störungen sofort zu erkennen. Beim Auftreten mehrerer Ereignisse ist es relevant Sequenzen zu erkennen und deren Gefahr zu beurteilen. Kann diese Erkennung automatisiert erfolgen, so ist ein Schnellwarnsystem möglich. Auch im gestörten Netzbetrieb (z.B. nach Netztrennungen oder beim Systemwiederaufbau) bei sensibleren Netzverhalten sind Gefahreninformationen wichtig um das System zu erhalten.

- [1] Brauner G.; „Erneuerungsstrategien der Erzeugungskapazitäten in Österreich für Versorgungssicherheit und Emissionsminderung“, TU Wien
- [2] Brunner U., Riechmann C., Zimmer C., „Optimales Engpassmanagement im grenzüberschreitenden Stromhandel - Effizienzeigenschaften alternativer Engpassmanagementverfahren“, 5. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 14–16 Februar 2007