Quantensprung in der Messtechnik zur Bewertung der Netzqualität

Autor(en): **Haag, Hans-Joachim**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **91 (2000)**

Heft 22

PDF erstellt am: **29.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-855620

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.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Quantensprung in der Messtechnik zur Bewertung der Netzqualität

Die Liberalisierung des Energiemarktes erzwingt und ermöglicht neues Denken und Handeln in der Messtechnik

Durch die Liberalisierung des Strommarktes ist die elektrische Energie zu einer Ware geworden, die bereits an der Börse gehandelt wird. Der Kunde hat die Freiheit, «seinen» Strom von einem beliebigen Lieferanten irgendwo in Europa zu beziehen. Dazu muss elektrische Energie zeitgleich mit der Anforderung durch den Verbraucher irgendwo in das europäische Verbundnetz eingespeist werden.

■ Hans-Joachim Haag

Mechanismen und Vorgänge im Netz

Um die in diesem Netz herrschenden Mechanismen und Vorgänge erfassen sowie ihre normative Bewertung technisch durchführen zu können, müssen die messenden Geräte über eine Technik verfügen, die gewährleistet, dass an allen Stellen innerhalb des europäischen Verbundnetzes absolut zeitgleich mit demselben Massstab gemessen werden kann. Warenausgangs-, Transfer- und Wareneingangskontrolle müssen – der Physik des Netzes Rechnung tragend – exakt zeitsynchron sein.

Erklärung: Viele Parameter der Netzqualität erfordern eine Mittelwertbildung über Zeiten, deren Länge von der Norm oder vom Anwender selbst festgelegt wird. Bei konventioneller Messtechnik sind die Startzeiten solcher Mittelungsintervalle zufällig verteilt. Folglich sind die Messergebnisse verschiedener Messgeräte, selbst dann, wenn sie am selben Ort aufgestellt sind, nicht oder nur bedingt vergleichbar.

Kontaktadresse
Dr. *Hans-Joachim Haag*
Geschäftsführer
HAAG Elektronische Messgeräte GmbH
Emil-Hurm-Str. 18–20
D-65620 Waldbrunn
Tel. (06436) 40 35, Fax (06436) 33 61
E-Mail info@HAAG-Messgeraete.de
www.HAAG-Messgeraete.de

Aus der Liberalisierung des Strommarktes und den jeweiligen Produkthaftungsgesetzen entsteht die Verpflichtung an die Messtechnik, eine flächendeckende Echtzeit-Synchronisierung aller beteiligten Messgeräte zu realisieren.

Dies galt bisher als unrealisierbar.

Die Lösung: HAAG hat dieses Problem mit dem neuen Messgerät Euro-Quant® einfach und elegant gelöst.

Realisiert wird dieser messtechnische Quantensprung durch die Kombination zweier Techniken:

GPS und START

Beim **GPS** (Bild 1) handelt es sich um ein satellitengestütztes System, unter anderem zur Navigation und Zeitübertragung.

Mit GPS lässt sich an fast jeder Messstelle der Erde mit vertretbarem technischen Aufwand die absolute Zeit mit einer Abweichung von < 500 ns reproduzieren.

START (standard time aligned recording technique) synchronisiert alle physikalischen Mess- und Bewertungsvorgänge im Euro-Quant und setzt die GPS-Zeitstempel an den Beginn der jeweiligen genormten Messintervalle ($^1/_2$ oder 10 Perioden oder Vielfache hiervon) bzw. an den Beginn einer Transientenaufzeichnung.

Dem Inhalt nach ist START eine neuartige Technik zur zeitsynchronen Bewertung sowohl (und das ist die Besonderheit) genormter frequenzvariabler Netzparameter als auch genormter zeitsynchronisierter Netzparameter.

Vereinfacht formuliert: START ersetzt die Tages-Sekunden, -Minuten und -Stunden durch zeitgleiche, lückenlos aneinandergereite, zeitsynchrone Norm-Messintervalle.

HAAG verbindet im neuen Euro-Quant die GPS-Technik mit START und stellt sicher, dass Messzeit und Messinhalt aller gewonnenen Messwerte bei allen beteiligten Messgeräten exakt gleich und folglich physikalisch sowie normativ vergleichbar sind. Die Messergebnisse sind so präzise, das Unterschiede als solche interpretiert werden können.

Die Verquickung beider Techniken und der Nutzen daraus werden im Folgenden beschrieben.

Synchrone Messungen

Nutzung von GPS als weltweit verfügbare Präzisionsuhr

GPS ist die Abkürzung für Globales Positionierungs-System (Engl.: **G**lobal **P**ositioning **S**ystem). Dieses System umfasst 21 Satelliten (plus zusätzlich drei Reservesatelliten), die auf verschiedenen Umlaufbahnen die Erde umkreisen. Ihr

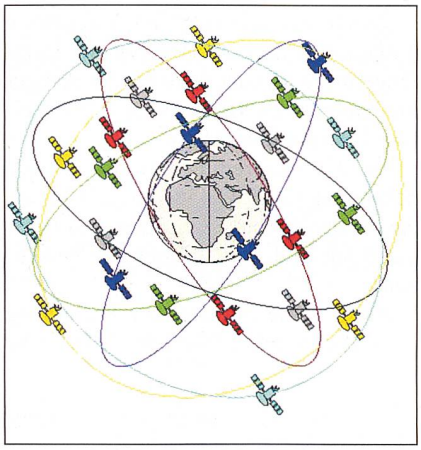

Bild 1 Die GPS-Satelliten: bei freier Sicht auf den Himmel sind überall vier oder mehr Satelliten zu empfangen.

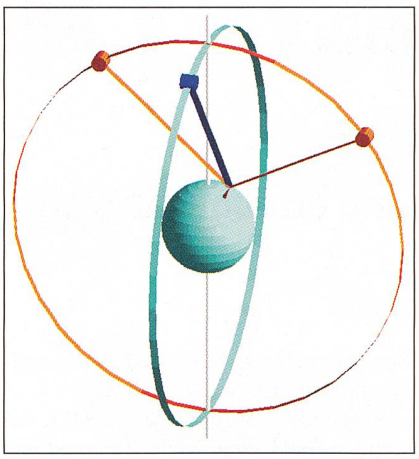

Bild 2 Ortsbestimmung durch Messung des Abstands zu drei Satelliten.

eigentlicher Zweck ist, dass Empfänger an beliebigen Stellen auf der Erde ihre Position mit Funksignalen von den Satelliten auf wenige Meter genau bestimmen können (z. B. Navigationssysteme).

Jeder GPS-Satellit enthält dazu eine (zur Redundanz vierfach ausgelegte) hochgenaue Atomuhr und kennt die Daten seiner eigenen Umlaufbahn (in rund 20 200 km Höhe, Umlaufzeit von 12 Stunden). Sowohl die Zeit der bordeigenen Atomuhr (GPS-Zeit) und die Bahndaten werden regelmässig von der Bodenstation überprüft und ggf. korrigiert. Jeder Satellit sendet kontinuierlich Funktelegramme aus, in denen die Zeit der Atomuhr, die eigene Position und die Bahndaten mit hoher Genauigkeit beschrieben werden.

Ein Empfänger, der die Signale von mehreren GPS-Satelliten empfängt, hat also folgende Informationen zur Verfügung:

- die Satelliten-Position und
- die genaue Zeit, zu welcher der Satellit das Telegramm abgesandt hat.

Durch Vergleich der im Telegramm mitgeteilten Zeit mit der Zeit der Empfängeruhr errechnet dann der Empfänger die Laufzeit des Signals vom GPS-Satelliten bis zum Empfänger.

Da die Ausbreitungsgeschwindigkeit bekannt ist (299792,458 km/s), lässt sich daraus der Abstand zwischen dem GPS-Satelliten und dem Empfänger berechnen.

Alle Punkte mit gleicher Entfernung vom Satelliten liegen auf der Oberfläche einer (gedachten) Kugel um den Satelliten. Somit kann der Empfänger für jeden GPS-Satelliten, dessen Signale er empfängt, eine Kugel im Raum errechnen, auf deren Oberfläche er sich befinden muss. Sind am Empfänger gleichzeitig die Signale von drei GPS-Satelliten zu empfangen, kann er daraus seine eigene Position bestimmen (Bild 2). Der Empfänger befindet sich auf dem gemeinsamen Schnittpunkt der drei zugehörigen Kugeloberflächen. Diese Orts- (und Höhen-)Bestimmung erreicht neuerdings ohne Zusatzeinrichtungen mit der Information der GPS-Telegramme eine Genauigkeit von besser als 20 m[1].

Auf Grund der kurzen Wellenlänge von etwa 20 cm ($\lambda/4 \sim 5$ cm) können die Antennen und Empfänger für GPS-Signale ähnlich klein wie die von Mobilfunktelefonen gebaut werden und haben den Vorteil, dass im Betrieb keine Ausrichtung der Antenne auf die Satelliten erforderlich ist. Allerdings ist wegen der relativ geringen Signalleistungsdichte ein Empfang in Gebäuden nicht möglich.

Was hat aber nun ein System zur Positionsbestimmung mit der Qualitätssicherung im Elektrizitätsnetz zu tun?

Obwohl das GPS-System primär zur Positionsbestimmung entwickelt wurde, setzt es eine hochgenaue Uhr im Empfänger voraus. Zur Positionsberechnung, vergleicht der GPS-Empfänger die Zeiten seiner eigenen Uhr und der Satellitenuhr. Dabei führt aber schon ein Unterschied von einer Millionstelsekunde zu einer Fehlmessung des entsprechenden Kugelradius von 300 m. Deshalb muss die sehr genau gehende Empfängeruhr mit den GPS-Uhren synchron sein. Es würde nicht einmal reichen, wenn die Empfängeruhr genau, aber gegenüber der GPS-Uhr konstant vor- oder nachginge. Zur Synchronisation der Empfängeruhr können die Telegramme eines vierten GPS-Satelliten genutzt werden. So ist ein GPS-Empfänger in der Lage, unabhängig von seinem Standort, seine eigene Uhr bis auf einen Fehler von <500 ns (<0,000 000 5 s) mit der GPS-Zeit abgleichen. Deshalb lässt sich ein GPS-Empfänger auch als präzise Funkuhr «missbrauchen». Zum Vergleich: Schon die Laufzeit der Radiosignale der terrestrischen Zeitsender wie DCF 77 kann im Bereich ihrer Reichweite von >1500 km über 5 ms erreichen. Dies entspricht im Elektrizitätsnetz der halben Dauer einer Halbwelle oder 90° Phasenfehler und ist um den Faktor 10 000 ungenauer als eine GPS-synchronisierte Uhr. Besser noch: Die Genauigkeit der Uhr in einem GPS-Empfänger ist unabhängig vom jeweiligen Standort, weil die Laufzeit der Synchronisationssignale kompensiert wird. Dies ist der Schlüssel für die im Folgenden erläuterte standortübergreifende Synchronisation.

Bild 3 Der Euro-Quant von HAAG, mobile Ausführung.

Optimale Synchronisation

HAAG führt im Euro-Quant (Bild 3) in Kombination mit START[2] ein neues Prinzip in die standortübergreifende Messtechnik ein: Alle Messungen, die an verschiedenen, beliebig weit voneinander entfernten Messorten stehen können, werden mit Hilfe von GPS-gesteuerten Uhren automatisch optimal miteinander synchronisiert. Was bedeutet dies?

Viele abgeleitete Messwerte, welche die Netzqualität beschreiben, werden aus zahlreichen Einzelmessungen während eines adäquaten Messzeitraums berechnet. So müssen zur Messung der Effektivleistung einer Phase schon aus physikalischen Gründen mindestens die Momentan-Messwerte von Strom und Spannung einer Halbwelle miteinander verrechnet werden. Für viele Messwerte wird der Mittelungszeitraum durch Normen verbindlich vorgegeben. So auch für die oben aufgeführte Messung der Effektivleistung einer Phase.

Nun ist es für eine physikalisch korrekte und normgemässe Messung an sich irrelevant, wann ein Messintervall beginnt. Dies wird jedoch dann zur Grundvoraussetzung, wenn die Messergebnisse mehrerer Geräte verglichen werden sollen. Erst die Gleichzeitigkeit der Messungen ermöglicht es, die Unterschiede zwischen vergleichbaren Messungen zu interpretieren. Dies sei am Beispiel einer Flickermessung erläutert.

[1] Bis Mai 2000 wurden die im Zivilbereich zugänglichen Informationen absichtlich ungenauer gemacht, so dass ohne zusätzliche Hilfsmittel nur eine Ortsbestimmung auf etwa 100 m möglich war.

[2] Standard time aligned recording technology = Aufzeichnungstechnik mit Messbeginn zu Standard-Zeiten.

Nach Norm werden Kurzzeit-Flickerwerte (= P_{st}-Werte) über Zeitintervalle von jeweils 10 Minuten bestimmt. Daraus werden – wieder nach genormten Vorgaben – die Langzeit-Flickerwerte (= P_{lt}–Werte) für Zwei-Stunden-Intervalle berechnet. Nach der Norm können diese Messintervalle zu beliebigen Zeitpunkten beginnen.

Nun sei angenommen, dass eine Serie von Schaltvorgängen (von beispielsweise über drei Minuten) einen sehr hohen Flickerwert erzeugt. Welchem P_{st} -Wert diese Episode zugerechnet wird, hängt nun davon ab, wann die Messung gestartet wurde. So kann es sogar bei parallel geschalteten, gleichen Messgeräten dazu kommen, dass diese zu einem gegebenen Zeitpunkt unterschiedliche Flickerwerte anzeigen. Eine Interpretation so zustande gekommener Messwert-Differenzen ist naturgemäss mit Mehrdeutigkeiten verbunden oder gar unzulässig.

Messungen gleichzeitig beginnen

Aus dem geschilderten Dilemma gibt es nur dann einen Ausweg, wenn es gelingt, die Messungen gleichzeitig beginnen zu lassen (Bild 4). Nur so ist gewährleistet, dass Unterschiede in den angezeigten Messwerten in jedem Fall auf tatsächlichen Unterschieden in den gemessenen Grössen beruhen und interpretiert werden dürfen.

Theoretisch gibt es mehrere Möglichkeiten, Messungen zu synchronisieren. Die wohl bekannteste ist der Start durch eigens dafür vorgesehene Trigger-Leitungen und -Signale. Diese Technik verbietet sich jedoch schon aus Kostengründen, wenn die Messgeräte an räumlich voneinander weit entfernten Standorten eingesetzt sind. Die Alternative besteht darin, dass ein Gerät genau «weiss», wann die anderen Geräte mit ihren Messungen beginnen. Dies kann dadurch gewährleistet werden, dass Messungen zu genau vorgegebenen Zeiten beginnen. Optimal wird diese Strategie realisiert, wenn diese vorgegebenen Zeiten ganzzahligen Vielfachen der für die jeweilige Messung erforderlichen Messintervalle entsprechen (Bild 5).

Auf die erwähnte Flickermessung bezogen, bedeutet dies, dass die nach Norm 10 Minuten dauernde P_{st}-Messung jeweils nur zur vollen Stunde und dann alle vollen 10 Minuten angefangen werden. P_{lt}-Messungen beginnen entsprechend jeweils nur zu jeder zweiten, paarigen vollen Stunde. Wird beispielsweise um 15.05 Uhr eine P_{st}- und P_{lt}-Messung programmiert, beginnt die erste P_{st}-Messung um 15.10 Uhr, die P_{lt}-Messung erst um 16.00 Uhr. Der erste P_{st}-Wert ist folglich um 15.20 Uhr und der erste P_{lt}-Wert um 18.00 Uhr verfügbar. (Selbstvertändlich berechnet die Software aus den P_{st}-Werten auf Wunsch auch schon P_{lt}-Werte für Zeiten nach 17.20 Uhr.)

Entschliessen sich europäische Normengremien dieses neue Synchronisationsverfahren zur Basistechnik für flächendeckende Netzqualitätsmessung zu erklären, ist gesichert, dass jeder der täglich anfallenden 12 P_{lt}- bzw. 144 P_{st}-Werte im gesamten europäischen Verbundnetz mit anderen vergleichbar wäre. Der Nutzen dieser Technik für die gesamte Energietechnik ist derzeit noch gar nicht abschätzbar.

«Hallo Kollege, was habt Ihr heute für einen 16-Uhr-P_{lt}»?

Werden beispielsweise ergänzend zu den Flickerwerten auch noch die 10 Minuten Strom und Spannungswerte (mit Maxima) gespeichert, lässt sich die Flickerquelle bestimmen. (Dies war bisher gar nicht bzw. nur mit grossem technischen Aufwand realisierbar).

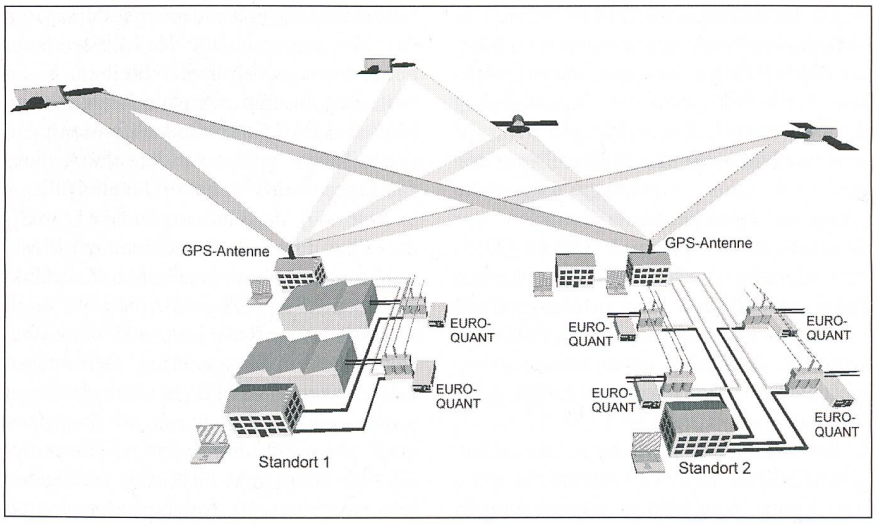

Bild 4 START: Standortübergreifende Synchronisierung der Messung aller Netzparameter.

Synchronisierung bei kurzen Messzeiten

Zum Synchronisieren von P_{st}-Messungen und P_{lt}-Messungen werden Messintervalle im Minutenbereich zeitgleich gestartet. Das könnte auch mit Hilfe präziser Quarzuhren über einen kürzeren Zeitraum ausreichend genau gewährleistet werden. Nicht mehr möglich ist dies, wenn die Messintervalle in der Grössenordnung einzelner oder weniger Halbwellen dauern (wenige Vielfache von 10 ms). Deshalb nutzt START die GPS-Zeit als Referenzzeit zur standortunabhängigen Synchronisierung der Messungen.

200 ms: «Augenblick» der Netzanalyse

Für die Messung der Effektivwerte einer Phase, aber auch für die Messung zahlreicher anderer Messgrössen zur Bewertung der Netzqualität, gibt die Norm eine Messzeit von 200 ms vor (entsprechend nominell 10 Perioden im 50-Hz-

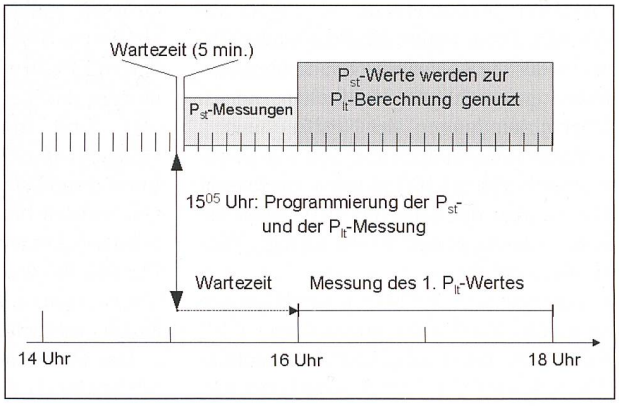

Bild 5 Das Prinzip veranschaulicht am Beispiel einer Flickermessung.

Netz, 12 Perioden im 60-Hz-Netz). Die 200-ms-Intervalle spielen daher eine besondere Rolle bei Netzqualitäts-Messungen. Sie stellen quasi die «Augenblicke» der Netzanalyse dar. In einigen Messungen spielen sogar die Halbwellenzeiten eine Rolle (diese «Netzquanten» sind die kleinsten berechenbaren Grössen der Netzanalyse und gaben dem Euro-Quant den Namen). Auch diese relativ kurzen Intervalle können standortübergreifend synchronisiert werden, obwohl dazu wichtige, scheinbar unvereinbare messtechnische Anforderungen, erfüllt werden müssen.

Die Netzfrequenz beträgt nur selten genau 50 Hz, sondern schwankt ständig um diesen Wert. Diese Abweichungen um 50 Hz sind zur Regelung der Kraftwerksleistung erforderlich: Bei Frequenzen <50 Hz muss die Leistung erhöht, bei >50 Hz abgeregelt werden. Deshalb kann die Berechnung zum Beispiel von Oberschwingungen nur mit PLL-gesteuerter Abtastung (PLL: **P**hase-**l**ocked **l**oop, Phasenstarre Schleife) erfolgen. In Geräten zur Netzqualitäts-Analyse stellt die PLL eine Rückkopplungs-Schaltung dar, die dafür sorgt, dass die Anzahl der Abtastungen pro Periode konstant bleibt, auch dann, wenn die Netzfrequenz variiert. Die PLL ist allerdings nicht deshalb erforderlich, weil sie von der Norm vorgeschrieben ist, sondern aus mathematischen Gründen: Würden Oberschwingungsanalysen mit starrer, auf genau 50 Hz abgestimmter Abtastung durchgeführt, könnten sie immer nur Ergebnisse für die Frequenzen 50,00 Hz; 100,00 Hz, 150,00 Hz ... 2500 Hz (= 50. Oberschwingung) liefern. Sollte die tatsächliche Netzfrequenz einmal 49,9 Hz betragen, läge die 50. Oberschwingung der tatsächlichen Netzfrequenz jedoch bei 2495 Hz statt bei der zu bewertenden Frequenz von 2500 Hz. Die Werte der 50. Oberschwingung würden so bestenfalls als Interharmonische zwischen der 49. und 50. Oberschwingung erscheinen. Deshalb wird im Euro-Quant die Abtastfrequenz PLL-gesteuert von ihrem Nominalwert 50 000 Hz auf 49 900 Hz abgesenkt. Dann liefert die Frequenzanalyse wieder die Messwerte bei den tatsächlichen ganzzahligen Vielfachen (sprich Oberschwingungen) der Netzfrequenz.

Laut Norm sollte das 200-ms-Messintervall genau 10 Perioden umfassen. Das ist aber nur dann möglich, wenn die Netzfrequenz genau 50 Hz beträgt. Dies ist die Ausnahme.

Für genaue Effektivwertmessungen muss die Messdauer ganzzahlige Vielfache von mindestens der Halbwellendauer, besser aber der Vollwellendauer, betragen. Folglich muss eine Anpassung der Messdauer an die Halbwellendauer auch dann gewährleistet bleiben, wenn bei bestimmten Anwendungen von HAAG-START die Messzeitfenster in ein festes Raster gelegt werden. Auch diese Bedingung wird im Euro-Quant erfüllt.

In einem Verbundnetz haben U und I dieselben Phase an verschiedenen Messpunkten zu einem gegebenen Zeitpunkt unterschiedliche Phasenwinkel. Es spielt folglich keine Rolle, bei welchem Phasenwinkel ein Messintervall beginnt, solange eine ganzzahlige Periodendauer später endet. Entsprechend beginnen auch die 200-ms-Messzeit-Fenster im 200-ms-Raster der GPS-Zeit und enden jeweils genau 10 Netzperioden später, selbst dann, wenn die tatsächliche Netzfrequenz nicht genau 50 Hz beträgt. Man sollte deshalb die 200-ms-Messzeit-Fenster besser als 10-Perioden-Messzeit-Fenster bezeichnen.

Aus dem Gesagten geht hervor, dass zwei nacheinander erfasste 200-ms-Intervalle bei Netzfrequenzen <50 Hz eine Überlappung aufweisen und bei Netzfrequenzen >50 Hz entsprechend eine Lücke. Letztere stellt jedoch keine Erfassungslücke dar, weil Abtastungen nicht ausfallen. Vielmehr entstehen stattdessen Abtastwerte, die zu keinem der beiden Intervalle gehören. Auf diese Weise gewährleistet HAAG START selbst im Bereich kurzer Messdauer eine standortunabhängige, mikrosekundengenaue Synchronisierung, ohne dabei Kompromisse bei der Messgenauigkeit einzugehen. Die Messergebnisse einzelner 200-ms-Intervalle, die an verschiedenen Standorten erfasst wurden, werden vergleichbar.

Kompromisslos: Verschiedene aufgabenspezifische AD-Wandler

Das Euro-Quant-Gerät misst permanent vier Paare aus Strom und Spannung ($4 \times U$, $4 \times I$) sowie acht Binärsignale und errechnet daraus die abgeleiteten Grössen, welche die Netzqualität charakterisieren. Solche Grössen sind unter anderem Effektivwerte von Strömen, Spannungen und Leistungen und Phasen, und dies dann frequenzspezifisch für die Oberschwingungen bis zur 50. Ordnung. Interharmonische Ströme und Spannungen werden bis 20 kHz erfasst. Darüber hinaus dokumentiert das Gerät besondere Ereignisse wie Unterspannungen und Transienten (z. B. Überspannungs-Pulse, Kurz- und Erdschlüsse).

Das führt zu einem Zielkonflikt: Um Spektralanalysen mit hoher Auflösung durchzuführen, sollte man einen möglichst hoch auflösenden AD-Wandler tunlichst gut aussteuern. Im Gegensatz dazu erfordert die Transientenüberwachung (Bild 6) einen im Normalfall gering ausgesteuerten AD-Wandler. Sonst bestünde die Gefahr, ausgerechnet im Ereignisfall Information durch Übersteuerung zu verlieren. Um dies zu vermeiden, wurden kompromisslos für jede Spannung und jeden Strom zwei A/D-Wandler mit unabhängig einstellbaren Messbereichen spendiert. Acht Standard-A/D-Wandler mit hoher Dynamik (50 kHz, 16 Bit) liefern die Messwerte ($4 \times U$, $4 \times I$), aus denen die abgeleiteten Netzparameter berechnet werden. Die Abtastrate dieser Standard-A/D-Wandler ist PLL-gesteuert.

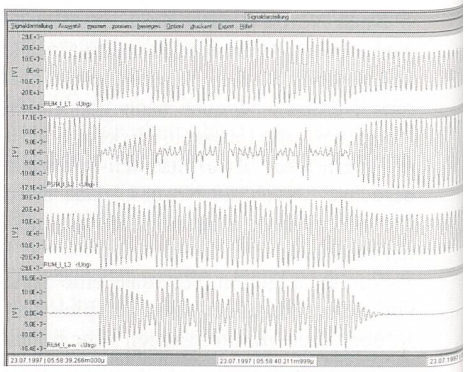

Bild 6 Transientenaufnahme eines Erdschlusses auf der Mittelspannung.

Acht weitere A/D-Wandler (ebenfalls $4 \times U$, $4 \times I$, 14 Bit) dienen vorwiegend der Erfassung von Netz-Transienten als Oszillogramme. Diese A/D-Wandler arbeiten mit einer festen, vom Anwender vorgegebenen Abtastrate. So ist es ohne weiteres möglich, mit den Standard-A/D-Wandlern die Ausgangssignale stationsseitiger Messwandler zu messen, während die Transientenmessung mit den Ausgangssignalen der Schutzwandler erfolgt.

Da sich die triggernden Ereignisse, welche die Aufzeichnung von Transienten auslösen, naturgemäss nicht nach irgendwelchen Zeitrastern richten, scheint bei erster Betrachtung die Anwendung von START in diesem Zusammenhang keine Rolle zu spielen. Dies ist aber keineswegs der Fall. Wegen der GPS-gesteuerten Genauigkeit der internen Uhr des Gerätes erhalten die Aufzeichnungen von Transienten einen Zeitstempel, der um Grössenordnungen genauer ist, als die typische Dauer der aufgezeichneten Transienten. Beim Vergleich mehrerer Transienten aus mehreren Geräten lässt sich so leicht über den Zeitstempel der Ausbreitungspfad der Transienten rekonstruieren.

Das selbe gilt für so genannte Event-Aufzeichnungen (= Event-Record). Event-Records sind, wie die Transienten, ereignisgesteuerte Aufzeichnungen. Sie können beispielsweise ausgelöst werden, wenn die Effektivspannung vorgegebene Sollwerte unter- oder überschreitet. In diesem Fall enthalten sie Angaben über Zeitpunkt und Dauer sowie über die kleinsten Effektivspannungen während eines Unterspannung-Ereignisses.

DAMON (von **DA**ten **MON**itor) ist das zu jedem Euro-Quant gehörige Steuer-, Anzeige- und Analyseprogramm mit Datenbankfunktion. Wegen der Genauigkeit des Zeitstempels kann DAMON zeitgleich aufgenommene Transienten und Event-Records auch im Nachhinein als zusammengehörig erkennen, darstellen und zur Weiterbearbeitung durch andere Programme exportieren. Das gilt auch, wenn die Aufzeichnungen von Systemen an räumlich weit getrennten Messorten stammen.

Standortübergreifende Messungen

Mit Euro-Quant-Systemen und START sind ohne zusätzliche Hilfsmittel und ohne organisatorischen Aufwand erstmals standortübergreifende Messungen realisierbar. Dafür seien im Folgenden zwei Beispiele aufgeführt.

Ausbreitung von Ereignissen

Die elektrischen Ereignisse, die durch einen Blitzeinschlag in eine Mittelspannungsleitung hervorgerufen werden, breiten sich naturgemäss im Verbundnetz weiträumiger aus, als die Folgen eines Kurzschlusses in einem Kundenhaushalt. Nicht immer sind die Ausbreitungsbedingungen für störende Ereignisse im Netz aber so offensichtlich wie im geschilderten Beispiel. Wo Ursache und Ausbreitung sporadischer Störungen unbekannt sind, können an verschiedenen Standorten zeitgleich gemessene Transienten wie Fingerabdrücke zum Einkreisen der Störung dienen.

Phasenvergleich

Jedes bessere Oberschwingungs-Messgerät ist heute in der Lage, die relativen Phasenlagen der Grund- und Oberschwingungen von U und I für L_1, L_2 und L_3 zu messen. Als Bezug dient hierbei meist die Spannung der Grundschwingung von L_1, deren Phasenlage mit 0° angenommen wird. Für einen einzelnen Messort ist dies völlig ausreichend und aussagekräftig, da es wegen der Variation der Netzfrequenz keinen messtechnisch nutzbaren Zusammenhang zwischen irgendwelchen Normzeit-Rastern und der lokalen Phasenlage von Netzströmen und -spannungen gibt. Bei standortübergreifenden Messungen sind jedoch auch die absoluten Phasenlagen der Grund- und Oberschwingungen von U und I von Interesse, denn erst mit Kenntnis der absoluten Phasenlagen an den Standorten ist es möglich, aus den gefundenen Phasenverschiebungen auf die Eigenschaften der zwischen den Standorten liegenden Netzkomponenten zu schliessen.

Euro-Quant-Systeme messen solche absoluten Netz-Phasenlagen direkt, weil sie an jedem Standort die Bezugszeit von der GPS-Zeit ableiten.

Die Ergebnisse vergleichender Phasenmessungen geben wertvolle Hinweise auf den Charakter und die raumzeitliche Verteilung der Lasten in einem Netz. Mit Kenntnis dieser Fakten können Wartung, Ausbau und Umstrukturierungen des Netzes deutlich gezielter und damit kostengünstiger erfolgen. Allein dadurch amortisieren sich die Systeme innerhalb kürzester Zeit. Sie sind netzwerkfähig und fernauslesbar; Analysen lassen sich heute von einem einzigen Arbeitsplatz aus einstellen und durchführen.

Flexible Anpassung an Messaufgaben

Unter Netzanalyse kann man mehrere Kategorien von Messungen zusammenfassen:

- Messungen, die überwiegend der Dokumentation dienen. Zweck solcher Messungen ist die Selbstkontrolle oder die Verfügbarkeit von Dokumenten mit Beweischarakter im Streitfall,
- Messungen zur Suche statistisch oder nur sporadisch auftretender Fehler.

Normalerweise werden diese beiden Aufgaben in verschiedene Sets von Messgeräten eingesetzt. Das hier vorgestellte System lässt sich für beide Zwecke nutzen. Dazu reicht ein normaler PC oder Laptop (mit Windows 9x oder NT) als Steuerrechner, auf dem das zum Systemumfang gehörende Programm DAMON läuft. Dieses Programm dient

- der Konfiguration des Messsystems,
- der Online-Anzeige auswählbarer Parameter der Netzanalyse
- sowie der flexiblen Visualisierung lokal oder im Messgerät aufgezeichneter Daten.

Einmal an die Messwandler angeschlossen, kann der Anwender das Messgerät problemlos im eigenen Versorgungsgebiet, aber auch um die halbe Welt per Modem oder WAN (Wide Area Network) fernsteuern, umkonfigurieren und auslesen.

Im Prinzip ermittelt das eigentliche Messgerät lückenlos alle direkt gemessenen und abgeleiteten Netzparameter. Die Konfiguration durch den Anwender bestimmt dann, welche der ermittelten Netzparameter aufgezeichnet oder online auf dem Steuerrechner angezeigt werden. Für diese Auswahl kreuzt der Anwender einfach in Listen an, welche Parameter er in welchen Intervallen aufzeichnen oder «live» anzeigen lassen will. Von einem einzigen Steuerrechner aus können mehrere Systeme überwacht werden. Umgekehrt kann jedes System seine Daten auf mehreren, räumlich weit voneinander entfernt stehenden Steuerrechnern zur Anzeige bringen.

Vielfalt an Messgrössen: Voraussetzung zur Fehlersuche

Häufig kündigen sich Fehler oder unerwünschte Netzzustände kurz vorher durch Signale an, die bei der nachträglichen Fehlersuche Hinweise auf Ursache und gegebenenfalls den Ausbreitungspfad der Störung geben. Solche Anomalien können anhand damit einhergehender

- Hüllkurvendeformationen,
- Frequenzsprüngen
- und/oder binärer Informationen aus der Netzschutztechnik

automatisch detektiert werden. Sie lösen dann eine Transientenaufzeichnung aus, die einen µs-genauen Zeit-Stempel erhält. Auf diese Weise lassen sich Rückwirkungen derselben Störquelle, die von mehreren Messgeräten erfasst werden, einander eindeutig zuordnen.

Um die Ursache sporadisch auftretender Fehler einzukreisen, kann man ein normalerweise zur Dokumentation eingesetztes Messgerät einfach ferngesteuert umkonfigurieren, sodass es ohne Unterbrechung der laufenden Messung zusätzliche Messgrössen online anzeigt oder aufzeichnet. Anders ausgedrückt: dasselbe Gerät liefert automatisch oder manuell eingestellt im Fehlerfall mehr Informationen über den Netzzustand als während der Dokumentation des Normalbetriebs.

Gerichtsverwertbarkeit der Messungen

Damit Aufzeichnungen gerichtsverwertbar sind, müssen sie folgende Bedingungen erfüllen:

- Das Messgerät muss eine hohe Störfestigkeit gegen leitungsgebundene und eingestrahlte Störungen aufweisen.
- Die Daten müssen unmanipulierbar aufgezeichnet sein.
- Alle Parametrierungen müssen unmanipulierbar protokolliert werden.
- Die Kalibration muss auf national anerkannte Normale rückführbar sein.
- Die Algorithmen zur Bestimmung abgeleiteter Grössen müssen normgerecht und von Dritten nachvollziehbar sein.

Alle diese Bedingungen werden von dem vorgestellten Netzanalysator erfüllt.

Von der Normung «übersehene» Netzprobleme durch Einsatz neuer Technik

In den letzten Jahren führten die nichtlinearen Lasten (Netzgeräte elektronischer Verbraucher und Vorschaltgeräte für moderne Leuchtmittel) zu dem bekannten starken Anstieg der harmonischen Ströme und Oberschwingungsspannungen.

Dazu kommt nunmehr verstärkt eine neue Störursache: Die Energieaufnahme moderner, getakteter Stromrichter richtet sich danach, in welchem Mass der Verbraucher die Energie aus dem Zwischenkreis abruft. Im Gegensatz zu älteren Stromrichterschaltungen ist die Energieaufnahme nicht mehr synchron zur Netzfrequenz. Daher erzeugen diese Schaltungen interharmonische Ströme und Spannungen, die in ihrer Amplitude denen der bekannten harmonischen Oberschwingungen gleichwertig sind, bei höherer Frequenz jedoch übertreffen.

So verschieben zum Beispiel moderne Aktivfilter die Netzrückwirkungen in den ungenormten Bereich > 2,5 kHz.

Die gültigen Normen definieren jedoch (noch) keine Begrenzung für Interharmonische und deshalb kann die klassische Oberschwingungsanalyse die Folgen dieses Effektes messtechnisch nicht erfassen. Um Interharmonische gezielt bewerten zu können, muss man möglichst viele Spektralanteile zwischen den Oberschwingungen erfassen und die Frequenzanteile der Oberschwingungen selektiv und schmalbandig ausblenden. So erhält man in Analogie zum THD-Wert

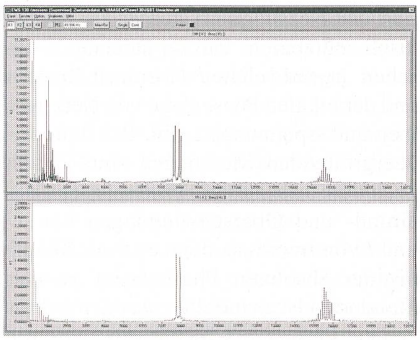

Bild 7 Die Spektren von Strom und Spannung bis 20 kHz: deutliche durch den Takt einer aktiven Kompensationsanlage verursachte Spektralanteile bei 7,8 kHz und deren Spiegelfrequenzen.

(Total Harmonic Distortion, Effektivwert aller Harmonischen/Grundschwingungs-Effektivwert) einen TIHD-Wert (Total Inter-Harmonic Distortion, Effektivwert aller Interharmonischen/Grundschwingungs-Effektivwert).

Der Euro-Quant misst – der Norm vorauseilend – selektiv Oberschwingungen und Interharmonische von Strom und Spannung bis 2500 Hz (50. Oberschwingung, Abtastrate PLL-geführt) mit einer Frequenzauflösung von 5 Hz (Bild 7). Zusätzlich werden die Spektralanteile zwischen 2500 Hz und 20 kHz mit 25 Hz Auflösung ohne Unterscheidung zwischen Harmonischen und Interharmonischen erfasst und die derzeitige Normenlücke zwischen 2000 Hz und 9000 Hz messtechnisch bereits jetzt schon geschlossen.

Die ersten Messungen mit dem Netzanalysator im industriellen Umfeld machten eine weitere, den Betroffenen erst wenig bekannte Störursache deutlich:

Die Taktfrequenz von aktiven Kompensationsanlagen und von Leistungsstromrichtern liegt bei einigen kHz (typisch 5 kHz bis 15 kHz). Solche Betriebsmittel regen das Netz mit Strömen ihrer Taktfrequenz an. Da die Netzimpedanz bei diesen Frequenzen in der Regel mehr als 10-fach höher als bei 50 Hz ist, entstehen so bei der Taktfrequenz und deren Vielfachen störende NF-Spannungen von mehreren Volt auf dem Niederspannungsnetz.

Der Netzanalysator in der Praxis

Die Zeichen der Zeit hat auch die niederösterreichische EVN AG erkannt.

Die Verantwortlichen der EVN haben ein vorausblickendes Konzept für die flächendeckende Netzqualitätsanalyse erarbeitet, eine europäische Ausschreibung gestartet und sich von wichtigen Messgeräteherstellern eine geeignete Lösung anbieten lassen. Die Wahl fiel auf den Euro-Quant von HAAG.

Die gelieferten Geräte sollen den Technikern von EVN Aufschluss über die aktuelle Netzqualität geben.

Zusätzlich sind Aussagen über sich zeitlich verändernde Parameter der Netzqualität gefragt: Der Datenvergleich von einem Jahr zum vorangegangenen Jahr sollen Grundlagen für Planungsgrössen geben. «Unsere Kunden wünschen beste Versorgungsqualität zu günstigen Preisen». Die Sicherung der Qualität der Stromversorgung des führenden niederösterreichischen Energiedienstleisters ist somit gewährleistet und bringt EVN einen wesentlichen Vorteil im liberalisierten Markt.

Technique de mesure servant à l'évaluation de la qualité du réseau

La libéralisation du marché de l'énergie oblige à penser et agir différemment dans la technique de mesure, ce qu'elle facilite par ailleurs également

Du fait de la libéralisation du marché, l'énergie électrique est devenue une marchandise, d'ores et déjà, négociée à la Bourse. Le client sera libre d'acheter «son» électricité auprès de n'importe quel fournisseur européen. L'énergie électrique doit alors être injectée en un quelconque endroit du réseau d'interconnexion européen au moment même où le consommateur la demande.