

Application of Devices and Systems Designed for Power Quality Monitoring and Assessment

Authors

Wiesław Gil
Przemysław Wronek

Keywords

power quality assessment, class A, disturbances recording

Abstract

The paper presents the problems associated with increasing demands on the equipment and systems for power quality assessment (PQ), installed at power substations. Difficulties are signaled due to current lack of standards defining the test methodology of measuring devices. The necessary device properties and the structure of a large system operated in real time and designed to assess the PQ are discussed. The usefulness of multi-channel analyzers featuring the identification and registration of transients is pointed out. The desirability of synchrophasor assessment implementation and device integration by standard PN-EN 61850 with other SAS devices is also justified.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014102

1. Growing importance of power quality assessment

1.1. Impact of deregulation in the energy sector

In Europe, the standardisation of electricity characteristics has long been associated with a wide-ranging deregulation of the energy sector. In 1989 issues of power quality assessment (PQA) were reflected in EU Directive No. 89/336 relating to electromagnetic compatibility. The Directive was intended to formulate the conditions which would have to be met by supply grids and electrical equipment placed on the market to fulfil compatibility requirements. The Directive, together with many accompanying standards, laid down specific guidelines for equipment manufacturers and electricity distribution companies. On the other hand, it justified member States' development of instruments to discipline electricity consumers, suppliers, and producers, somehow forced to continually respect standards, and thus to care for appropriate electricity characteristics. In Poland, the debate over the electricity characteristics standardisation gradually grew in relevance in connection with harmonisation processes related to accession to the European Union. Originally it was thought that the issue of PQA assessment would concern large consumers, such as major industrial plants, sensitive to energy supply disturbances, while potentially disrupting the supply. It was assumed that over time the PQA would cover smaller consumers, such as craft workshops and small stores. Ultimately, the need was seen to install appropriate analyzers, even at locations of individual consumer, who would seek compensation from the electricity

supplier for the damage and losses caused by failure to adhere to proper parameters.

The offering of devices available on the market matched these needs. It consisted of relatively simple devices, often designed for fixed panel mounting in switchboards, identifying only some PQA characteristics. Their measurement archiving capabilities were limited and data transmission capabilities very poor and based on proprietary non-standardised protocols. Another group of offered equipment was expensive portable devices, with a very complex design, intended for temporary installation and recording of possible disturbance in the power grid.

The change factor was deregulation processes in the power industry, which for good strengthened in Poland in 2005–2007, and have resulted in a number of area distribution companies. Electricity was not perceived as a common good anymore. Energy has become a commodity purchased by distribution companies from a grid company, and further sold to consumers. Conceptually, this commodity, at least in part, would have to be traded at stock exchanges. It was assumed that energy trading would be regulated by contracts, which would stipulate not only the quantity but also the quality. At the same time a business entity appeared, a large distribution company, somehow naturally interested in maintaining appropriate parameters of the purchased and sold energy.

During this period, in important points of energy intake and output the installation of equipment for continuous measurement of PQA parameters and evaluation began. In practically all distribution companies pilot R&D projects were conducted, and the equipment properties were discussed. It soon became

apparent that the instruments should record power quality disturbances, and transmit the data extensively. At the same time, the first small-scale power quality monitoring systems (PQMS) appeared, designed for collection and analysis of data obtained from a few, or at most a dozen or so, devices.

1.2. Development of Smart Grid

Another important driver of the installation, of not just individual devices, but entire PQMS systems, was the recent development of renewable energy sources and their integration into Smart Grids. According to CIGRE studies, the need to incorporate more wind farms, solar parks, and energy sources based on biofuel combustion and other technologies in power systems will stimulate the development of PQA systems and supplementing them with new features. On the other hand, it is believed that PQA requirements of electromagnetic compatibility of all devices connected to the grid should not restrict the Smart Grid development [1].

The more variable nature of power flows in the grid will result in potentially greater volatility of current and voltage characteristics. Superimposed on these phenomena will be tendencies to limit energy transmission over long distances. This situation, perhaps deepened by the expected power deficit, will require development of methods to counter possible supply disruptions, as well as black-outs. This will certainly affect transformation of individual PQMS into integrated, large-area systems for monitoring and assessment of electricity characteristics. An example confirming this thesis may be the development since 2011 of the foundations of a nationwide PQA monitoring system by PSE Operator SA [2]. However, as of writing this, no comprehensive analysis of its performance is available in the trade press.

A major challenge in engineering such systems may be the development of generation based on mini energy sources currently observed in the Nordic countries. This trend, which will also reach Poland, ultimately justifies the need for installation of appropriate measuring devices in locations of small energy consumers, who will also periodically become its generators.

2. Legal conditions

2.1. Standards and regulations relating to energy quality

It is worth noting that the above outlined trends were reflected in revisions of relevant standards, and in subsequent regulations. The first edition of the IEC 50160 standard, according to which power quality is assessed, was issued in 1995, and covered only low voltage grids and, in a rudimentary way, medium voltage grids. The standard's subsequent revisions were issued in Poland in 2002, 2008, and 2010. As a result of amendments and additions, the currently valid version of 2010 [3] has been greatly expanded, since the power quality assessment parameters in low and medium voltage grids have been changed, and parameters for high-voltage grids introduced. Along with the standard, in 2005, 2009 and 2011 the fundamental standard IEC 61000-4-30 [4] was amended, which specifies the metrological properties of instruments used for power quality assessment. Also drawn up and amended were the associated standards setting out, for

example, the grid flicker rate calculation method and nominal grid voltage levels.

Besides subsequent standards and their revisions, regulations and instructions were issued, further affecting the discussed issues. In 2007 issued was the Regulation of the Minister of economy on "Detailed requirements for the power system operation" [5], which has tightened the then regulatory requirements. This Regulation has introduced the obligation to procure an expert assessment of anticipated effects of wind farm inclusion on power quality. Such an assessment should take into account a number of standards, including PN-EN 61400-21 [6], which defines the wind turbine characteristics for parameters such as flicker rate and harmonic content introduced into the system. This requirement also justifies the installation of analyzers in the points of wind farm connection to the power system for practical verification of expert opinions and ongoing PQA monitoring. Appreciating the need for, and relevance of, power quality assessment, also the Polish transmission operator published in 2011 a specification of the functional properties [7], which must be met and offered by measuring instruments and systems supplied for this purpose. This document has extended, in relation to standard [4], the set of parameters required for PQA analysis by current, current harmonics, active and reactive powers, and power factor. This specification has introduced the requirement of Class A for measurement devices, and very high accuracy of Class 0.2S power measurements, in accordance with PN-EN 62053-22 [8] provided for energy meters.

2.2. Class A devices

A serious problem has to be signalled, associated with the metrological characteristics of devices offered not only in our market, but also in other countries. Tender specifications require that a device, which output may be used to verify grid events and possibly to settle disputes, is a so-called Class A device, defined in standard [4]. However, neither in Poland nor in other European countries, is there an independent centre that would test and certificate in accordance with PN-EN 45011 [9], which defines what the certificate is, and what conditions must meet the certification centre.

Even the Dutch KEMA doesn't issue Class A certificates. In the UK the National Physical Laboratory offers tests of metrological properties of apparatus for power quality assessment, but only for the few parameters specified in the current version of the standard [4]. Class A certificates are not issued by the Swedish SP laboratory, which conducts tests and issues reports of calibration, not including, however, some required power quality meter characteristics. Of course, no such calibration reports, which some companies submit, can be considered a certificate, and even more so no properties of other manufacturers' products can be ascertained on this basis.

The question should be asked: what is the reason for such a situation? Well, despite more than a decade of the development of, and subsequent amendments to, power quality standards, no standard has so far been developed that defines the verification methodology of metrological properties of the respective instruments. In the nearest future the situation will probably change, as a set

of standards IEC 62586 "Power Quality Measurements in Power Supply Systems" is drawn up to define the scope and rules for functional testing of devices designed for power quality evaluation. Since the second half of 2012 preliminary versions of standards have been available in this group. The first part [10] sets out the requirements for instruments for PQA assessment, and the second part specifies the set of functional tests and requirements for measurement uncertainty [11].

In this context, yet another question arises: if and when would a laboratory in Poland wish to become accredited to perform Class A compliance tests, and to issue certificates? We've pointed out the problems arising from the lack of such an entity in our previous publications in the trade press [12].

3. Requirements for PQA measuring devices

3.1. Impact of device location and amendments to standards

In our review of the requirements for devices intended for power quality monitoring and analyses we'll focus on the properties necessary and relevant for these devices' effective use in distribution and transmission companies. Devices designed for this user group are installed in substation bays, so they must meet requirements for resistance to the environmental conditions specified for this type of locations. In this regard, it seems appropriate to adopt the set of standards from the PN-EN 60255 group, used for digital protections, bay controllers, and disturbance recorders.

It is worth noting that subsequent amendments to standards and specifications have directly translated and still translate into the design properties of devices used for PQA measurements. For example, the 2009 changes in standard [4] have established, among other things, an extended voltage measurement range, changes in the measurement range of harmonics and interharmonics, and a change in the signal voltage measurement principles. This amendment has also introduced new definitions of single-cycle RMS, and changed the measurement uncertainty limits allowed for specific measuring equipment classes.

These changes have also affected the scope of tests performed for these devices. The tests, which were successfully completed in the form of a test report certifying the compliance with Class A (but not a certificate of the Class for the entire group of products!), should be absolutely renewed for the extended functionality because it is obvious that a change in the algorithms necessary for the determination of a new parameter can affect the other values.

3.2. New functional properties

A significant increase in functional requirements for the group of measuring devices for PQA assessment installed in substations has been noticeable over the last few years. Now it is assumed that these devices, besides performing all the measurements required for PQA assessment in Class A, will measure current and power according to specification [7]. Moreover, a very high accuracy of the power and energy measurement is expected, beyond the requirements of standard [4].

The basic functionality has become logging of events related

to the exceedance of specific parameters. This implies incorporation of appropriate recording release parameterisation capabilities into analyzers. These can be relatively simple dependencies related to the disturbance duration and release threshold, or a more complex logic that specifies the release conditions in relation to trends, derivatives of changes and coincidences with the conditions resulting from digital input states.

PQA analyzers are gradually becoming specific disturbance recorders with a built-in capability to determine and calculate the parameters necessary for PQA assessment; especially that they are also required to archive events locally. The option is also expected of the device's output data format selection. In general, it is assumed that it will be Comtrade or PQDIF.

Another PQA analyzer engineering challenge associated with the introduction of recording functions is the need for synchronisation of the devices relative to the astronomical time in such a way as to enable comparison of records from different locations. The synchronisation accuracy recommended for recorded analogue waveforms should be less than 40 microseconds.

An example of the fulfilment of the above requirements may be the modular power quality analyzer shown in Fig. 1. This device may have one or two synchronously operating PQA modules, each of which is configured for the power quality assessment based on four measurements of voltages and currents in each module. The current inputs are fit for overcurrent measurements. The analyzer is equipped with four fibre optic network links in multimode or single-mode standard that can be used to communicate with other systems.

In December 2012 this type of analyzer was tested at AGH University of Science and Technology in Krakow. The test report confirmed the metrological properties compliance with Class A for synchronous measurements in both modules. It is worth noting, that the tests were performed in accordance with the aforementioned draft standards [10 and 11], defining the test methodology for this type of equipment.

4. Territorial system of power quality monitoring and assessment

The earlier signalled processes associated with the organisational changes, gradual implementation of Smart Grid technology, and electricity supply marketisation will encourage distribution companies to build large-area PQMS systems intended for the analysis of PQA characteristics in accordance with the latest standards and regulations. An example of this approach can be the system implemented in a territorial branch of a large power company in southern Poland. Its first stage was launched in November 2011 and completed in April 2012 with the commissioning of a system consisting of a power quality server (PQS) and 23 analyzers installed at substations. In the fall of 2012 the system was extended by installing more devices. Completion of the system, eventually including 52 devices, was scheduled for April 2013. The map in Fig. 2 shows the installed devices' locations. The system will measure and assess power quality parameters in 62 bays, because the investor decided to deploy several two-channel devices.

The object element of the system, the structure of which shows

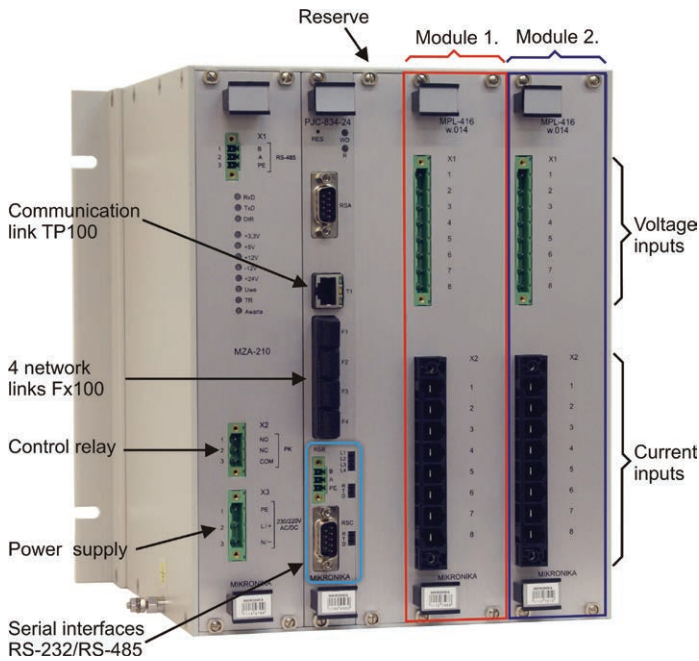


Fig. 1. S052v11-eME-2 power quality analyzer, with two parallel modules for PQA assessment based on measurements of 4 voltages and 4 currents in each module. Stationary version for all types of measurement bays

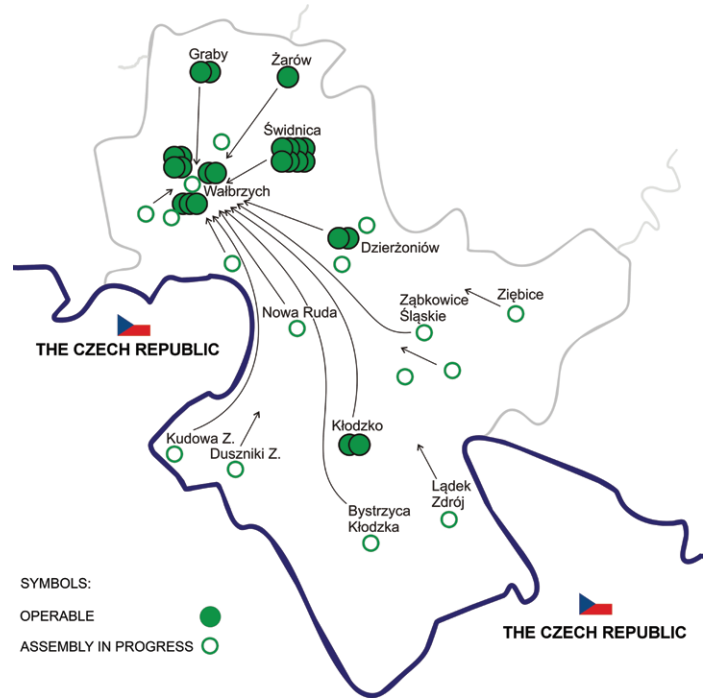


Fig. 2. Device locations in the developed PQMS

Fig. 3, consists of S052v11-eME analyzers installed in substations' measuring bays. They perform all the necessary measurements and aggregate them in accordance with the requirements of standards [3, 4]. Voltage and current waveforms are recorded during voltage and current interruptions, dips and swells Events can also be defined and thereby records can be made at overruns of asymmetry, harmonics content, and frequency variation limits, as well as other disturbances. Over corporate, fibre optic Ethernet links the analyzers transmit real time data to the remote PQS server, which collects and analyses it. If, for example, due to a link break, some data can not be transmitted, it is cached

in the analyzer's internal memory. The data will be automatically retrieved after the connection is resumed.

In the adopted solution, the Ethernet transmission introduces no restrictions on the transmitted data range and quantity, as opposed to GPRS transmission employed in exceptional cases. Each analyzer can also transmit online actual values of the monitored power parameters to the control and supervision centre, in a separate transmission channel and in any communications protocol. PQS server in real-time reads data from remote analyzers and performs appropriate aggregations and calculations. The processing layer produces graphs and reports, remotely accessible in web technologies. Event reports and

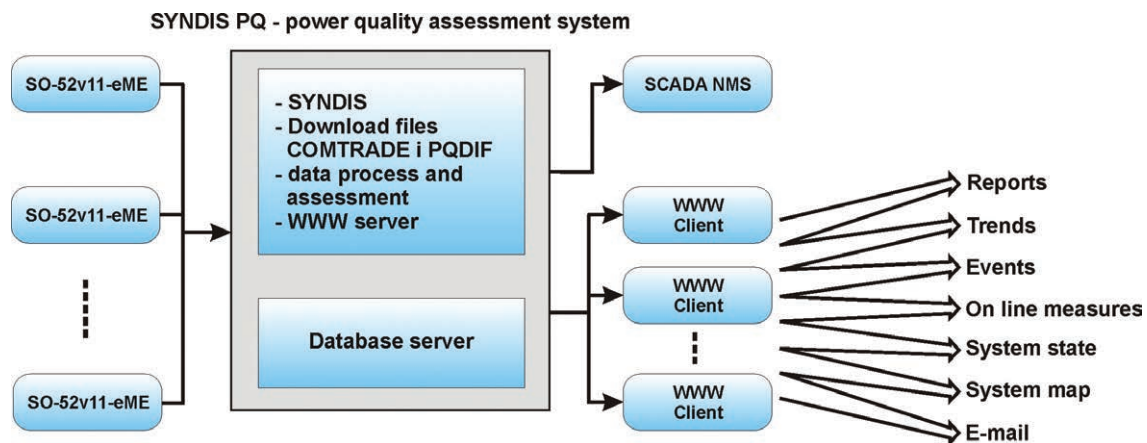


Fig. 3. SYNDIS PQ system architecture. Devices installed in measurement bays communicate with PQS server over corporate Ethernet network. Data is transferred in COMTRADE or PQDIF format. The server provides multiple users with reports, trend graphs, events, and measurements online through web browser mechanism

details can be automatically distributed by e-mail, in accordance with predefined mailing lists. Selected data can also be transmitted to a substation system.

5. Development directions

5.1. Data transfer

At present the communication protocols and data formats used in PQMS are not standardised. Their standardisation would allow easy integration of different manufacturers' devices. Difficult to predict is the future of the PQDIF format that has been adopted only by some manufacturers. Perhaps PQA devices will have to transmit data in several formats, depending on their purpose and recipient.

It should probably be assumed that in connection with the registration function introduction to PQA analyzers, they will be increasingly used in the same way as the classical disturbance recorders. This implies the requirement of availability of records in Comtrade, which is the standard format in this type of application.

5.2. Multichannel devices

Interesting application qualities can gain multichannel devices, synchronously measuring and assessing power quality in a number of measurement channels. The already available devices of this type enable, for example, by way of synchronous measurements on both transformer sides, clear identification of the nature and source of a disturbance. Records of such devices are sufficient for the analysis and assessment of the extent of grid phenomena and events transfer to the high voltage sides of transformers in connection points of wind farms and other

renewable sources. They could also supplement transformer monitoring systems in evaluating the impact of harmonics on transformer performance.

5.3. Transients recording

The analyzers should be capable of providing them with measurement cards for detection and recording transients and surges with 1/50 μ s characteristics. This allows, for example, identifying the causes of thyristor inverter failures. Fig. 4 shows deformed waveforms recorded in this type of system in a large chemical plant.

5.4. Synchrophasor determination

Another important extension of the PQA analyzers functionality would consist in implementation of synchrophasor determination. Values so determined could be sent to separate concentrators that analyse power grid stability. Perhaps also PQS servers could perform this function.

Some of the available devices could do it already now. Such an approach is also supported by the fact that the synchrophasor determining devices in an area must have synchronised measurements. This type of synchronisation is also required for power quality assessment, especially after the disturbance recording feature implementation.

The synchronisation can be implemented by built-in receivers of GPS signal that can be used to synchronise the devices with an accuracy greater than 1 microsecond. The required synchronisation level can also be accomplished in PTP network protocol. This requires appropriate network infrastructure with switches, routers, and PTP servers, which may increase costs.

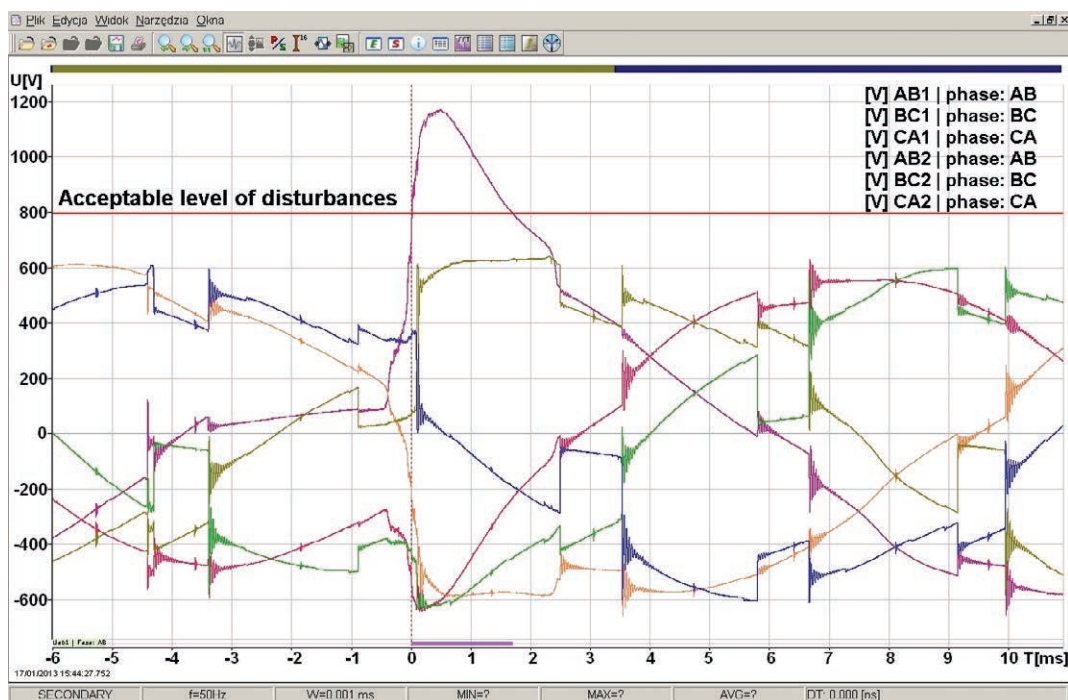


Fig. 4. Transients in three-phase grid, recorded by S052v11-eME analyzers. The excess can be seen of 800 V level, lasting 1.5 ms, which damaged the powered device

5.5. PN-EN 61850 standard

The requirement has become indispensable for PQA analyzers' integration within substation automation systems to ensure their interoperability in accordance with the approved standard PN-EN 61850. In parts 7–4 thereof section 5.12 [13] logical nodes are defined in terms of power quality. They describe how to share the events related to frequency changes and fast transient type disturbances for currents, current unbalance, fast disturbances, and voltage asymmetry. These nodes aggregate details of disturbance type, start, magnitude, and duration.

6. Conclusions

Over the last decade the development and growing importance not only of individual power quality assessment units, but also entire integrated systems has been noted. Currently, these trends are driven by the increasingly wide implementation of Smart Grid technology.

An accredited laboratory should soon be established in Poland that would test and verify Class A device properties. Such an entity would also perform necessary calibrations of concerned measuring instruments, documented by calibration certificates.

An increase is noted in functional requirements for power quality analyzers. Better and better measurement characteristics are now expected, as well as extensive functionalities associated with multidirectional data transfer and recording features. These devices are supposed to combine the features of a high-end measuring instrument and disturbance recorder.

Further increases in the requirements for PQA analyzers should be expected, including the introduction of several synchronous measurement channels, synchrophasor determination capability, and interoperability with substation automation systems on the basis of the PN-EN 61850 standard.

REFERENCES

1. Stanescu C., Postolache R., Widmir J., The Romanian TDO's Power Quality Monitoring System and Smart Grids Component, C4-101, CIGRE2012.
2. Szczepański T., Rączka J., Monitoring i analiza jakości energii elektrycznej w systemie przesyłowym [*Power quality monitoring and analysis in the transmission system*], Elektroenergetyka 2012, No. 1–2.
3. PN-EN 50160:2010, Voltage Characteristics in Public Distribution Systems.
4. PN-EN 61000-4-30:2011, Electromagnetic Compatibility (EMC), Part 4–30, Testing And Measurement Techniques – Power Quality Measurement Methods.
5. Regulation of the Minister of Economy of 4 May 2007 on the detailed conditions of the power system operation.
6. PN-EN 61400-21:2009, Wind turbines, Part 21, Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines, PKN.
7. Analizatory Jakości Energii, Standardowe Specyfikacje Techniczne [*Power Quality Analyzers, Standard Technical Specifications*], PSE Operator, May 2011
8. PN-EN 62053-22:2006, Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements, Part 22, Static meters for active energy classes 0.2S and 0.5S, PKN.
9. PN-EN 45011:2000, General requirements for bodies operating product certification systems, PKN.
10. IEC62586-1, Power Quality Measurements in Power Supply Systems, Part 1, Power Quality Instruments, IEC official draft, 2012.
11. IEC 62586-2, Power Quality Measurements in Power Supply Systems, Part 2, Functional Tests and Uncertainty Requirements, IEC official draft, 2012.
12. Gil W., Syndis PQ a jakość energii elektrycznej w spółkach przesyłowych i dystrybucyjnych [*Syndis PQ and power quality in transmission and distribution companies*], Pomiary Automatykacja Kontrola, September 2012.
13. IEC 61850-7-4:2010(E), Communication networks and systems for power utility automation, Part 7–4, Basic communication structure. Compatible logical node classes and data object classes.

Wiesław Gil

MIKRONIKA

e-mail: wieslaw@mikronika.com.pl

A graduate of the Electrical Engineering Department of Poznań University of Technology (1983). In Mikronika since 1985, now as chief designer. Deals with substation automation devices engineering. He has managed the development and implementation of a transformer monitoring system, and more recently the development of power quality assessment devices and systems.

Przemysław Wronek

MIKRONIKA

e-mail: wronek@mikronika.com.pl

Graduated in metrology from the Electrical Engineering Department of Poznań University of Technology (1980). A founder of Mikronika (1983), currently vice president for engineering. Sets assumptions for, and supervises, the development and applications of SYNDIS control and supervision system software and hardware.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 18–23. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wdrażanie urządzeń i systemów do monitoringu i oceny jakości energii elektrycznej

Autorzy

Wiesław Gil
Przemysław Wronek

Słowa kluczowe

jakość energii, klasa A, rejestracja zaburzeń

Streszczenie

Artykuł prezentuje problemy wynikające ze wzrostu wymagań wobec urządzeń i systemów oceniających jakość energii elektrycznej (JEE), instalowanych na stacjach elektroenergetycznych. Zasygnalizowano trudności wynikające z braku norm definiujących metodologię badań urządzeń pomiarowych. Omówiono niezbędne właściwości urządzeń oraz strukturę rozległego systemu działającego w czasie rzeczywistym i przeznaczonego do realizacji oceny JEE. Wskazano na przydatność wielokanałowych analizatorów z funkcją identyfikacji i rejestracji ultraszybkich zaburzeń. Uzasadniono celowość wprowadzenia do tych urządzeń funkcji wyznaczenia synchronizatorów oraz ich integracji w standardzie PN-EN 61850 z innymi urządzeniami systemu automatyki stacyjnej.

1. Wzrost znaczenia oceny jakości energii

1.1. Oddziaływanie procesów deregulacji energetyki

W Europie standaryzacja parametrów energii elektrycznej od dawna wiązała się z szeroko pojętą deregulacją energetyki. W 1989 roku zagadnienia oceny jakości energii elektrycznej (JEE) znalazły swój wyraz w dyrektywie Unii Europejskiej o numerze 89/336, dotyczącej kompatybilności elektrycznej. Intencją tej dyrektywy było stworzenie systemu, jakiego sprostac musiałyby sieci zasilające i urządzenia elektryczne wprowadzone na rynek, aby spełniać wymogi kompatybilności. Dyrektywa, wraz z wieloma towarzyszącymi jej normami, określała konkretne wytyczne dla producentów urządzeń oraz przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii. Z drugiej strony uzasadniała ona tworzenie przez państwo instrumentarium służącego dyscyplinowaniu konsumentów, dostawców oraz producentów energii elektrycznej, niejako zmuszanych do ciągłego respektowania norm, a tym samym do dbania o właściwe parametry energii.

W Polsce debata nad standaryzacją parametrów energii elektrycznej nabierała stopniowo znaczenia w związku z procesami dostosowawczymi, związanymi z akcesją do Unii Europejskiej. Pierwotnie uważano, że problematyka oceny JEE będzie dotyczyła dużych odbiorców, takich jak wielkie zakłady przemysłowe, wrażliwe na zakłócenia dostaw energii, a jednocześnie potencjalnie zakłócające zasilanie. Zakładano, że z czasem ocena JEE obejmie odbiorców o mniejszych poborach, takich jak zakłady rzemieślnicze i małe sklepy. Docelowo widziano potrzebę instalacji odpowiednich analizatorów nawet u klientów indywidualnych, którzy mieliby dochodzić odszkodowań od dostawcy energii elektrycznej w przypadku uszkodzeń i strat spowodowanych niedotrzymaniem jej właściwych parametrów.

Do przywołanych potrzeb dostosowana była oferta urządzeń dostępnych na rynku, stosunkowo prostych przyrządów, często do stałej zabudowy panelowej w szafach rozdzielczych, wyznaczających tylko

niektóre parametry JEE. Dysponowały one ograniczonymi możliwościami archiwizacji pomiarów i bardzo ułomnymi możliwościami transmisji danych w autorskich, niestandardyzowanych protokołach. Inną grupą oferowanych urządzeń były drogie przyrządy przenośne, o bardzo złożonej konstrukcji, przeznaczone do czasowej instalacji i rejestracji ewentualnych zaburzeń w sieci energetycznej.

Czynnikami zmian były procesy deregulacji w energetyce, które na dobre ugruntowały się w Polsce w latach 2005–2007 i zaowocowały powstaniem kilku obszarowych spółek dystrybucyjnych. Przeszto postrzegać energię elektryczną jako dobro wspólne. Energia stała się towarem kupowanym przez spółki dystrybucyjne od kompanii sieciowej i dalej odsprzedawanym odbiorcom. W założeniach ten towar miał przynajmniej w części podlegać obrotowi giełdowemu. Zakładano, że handel energią zostanie obwarowany umowami, w których będzie się określać nie tylko ilość, ale także jej jakość. Pojawił się jednocześnie podmiot gospodarczy, duże spółki dystrybucyjne, niejako naturalnie zainteresowane zachowaniem odpowiednich parametrów kupowanej i sprzedawanej energii.

W tym okresie rozpoczęto, w ważniejszych punktach poboru i oddawania energii, instalację urządzeń służących do ciągłego pomiaru parametrów i oceny JEE. Praktycznie we wszystkich spółkach dystrybucyjnych prowadzono prace pilotażowe i zastanawiano się nad właściwościami urządzeń. Wkrótce okazało się, że przyrządy powinny rejestrować zaburzenia jakości energii i w rozbudowany sposób transmitować dane. Jednocześnie pojawiły się pierwsze małe systemy monitoringu jakości energii elektrycznej (SMJEE), przeznaczone do gromadzenia i analizy danych, uzyskiwanych z kilku lub co najwyżej kilkunastu urządzeń.

1.2. Rozwój Smart Grid

Kolejny ważny czynnik instalacji, już nie tylko pojedynczych urządzeń, ale wdrażania całych systemów SMJEE, to obserwowany w ostatnim czasie rozwój odnawialnych źródeł energii i ich integracja w ramach

sieci Smart Grid. Konieczność włączenia do systemu energetycznego kolejnych farm wiatrowych, parków fotowoltaicznych, źródeł energii opartych na spalaniu biopaliw i innych technologiach będzie wg opracowań CIGRE stymulować rozwój systemów oceny JEE i wprowadzanie do nich nowych funkcji. Z drugiej strony uważa się, że wymogi dotyczące JEE, zapewniające kompatybilność elektromagnetyczną wszystkich podłączonych do sieci urządzeń, nie powinny ograniczać rozwoju Smart Grid [1].

Bardziej zmienny charakter rozplywów mocy w sieci spowoduje potencjalnie większą niestabilność parametrów prądu i napięcia. Na te zjawiska nałożą się tendencje do ograniczania przesyłania energii na duże odległości. Sytuacja, byc może pogłębiona przewidywanym deficytem mocy, będzie wymagała opracowania metod przeciwdziałania możliwym zakłóceniom dostaw, a także sytuacjom typu *black-out*. Z pewnością wpłynie to na przekształcanie pojedynczych SMJEE w zintegrowane, wielkoobszarowe systemy przeznaczone do monitorowania parametrów energii elektrycznej i jej oceny. Przykładem potwierdzającym tę tezę może być budowa od 2011 roku zrębów ogólnokrajowego systemu monitorowania JEE przez PSE Operator SA [2]. Jednakże do chwili napisania niniejszego artykułu, nie jest dostępna w prasie technicznej szersza analiza jego działania.

Poważnym wyzwaniem w zakresie tworzenia tego typu systemów może być rozwój kogeneracji oparty na miniźródłach energii, obserwowany obecnie w krajach skandynawskich. Trend ten, który także dotrze do naszego kraju, ostatecznie uzasadni konieczność montażu odpowiednich urządzeń pomiarowych u małych odbiorców energii, którzy staną się okresowo również jej wytwórcami.

2. Uwarunkowania prawne

2.1. Normy i rozporządzenia dotyczące jakości energii

Warto podkreślić, że powyżej zarysowane tendencje znajdowały swoje odzwierciedlenie w nowelizacjach odnośnych norm i kolejnych rozporządzeniach. Pierwsza edycja normy IEC 50160, według której

ocenia się jakość energii, ukazała się w 1995 roku i obejmowała tylko sieci niskiego napięcia oraz w szcztątkowy sposób sieci średniego napięcia. Kolejne nowelizacje tej normy ukazywały się w Polsce w 2002, 2008 i 2010 roku. Wskutek zmian i uzupełnień obecnie obowiązująca wersja z roku 2010 [3] została znacznie rozszerzona, gdyż zmieniono parametry oceny jakości energii w sieciach niskiego i średniego napięcia oraz wprowadzono parametry dla sieci wysokiego napięcia. Wraz z tą normą zmieniano w 2005, 2009 i 2011 roku fundamentalną normę PN-EN 61000-4-30 [4], określającą właściwości metrologiczne sprzętu stosowanego do oceny jakości energii. Pojawiały się również i podległy zmianie normy towarzyszące, określające na przykład metodę obliczenia wskaźnika migotania sieci i poziomy napięcia nominalnego w sieciach. Oprócz kolejnych norm i ich rewizji wydawane były rozporządzenia i instrukcje dodatkowo wpływające na omawianą problematykę. W 2007 roku ukazało się rozporządzenie ministra gospodarki w sprawie „Szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego” [5], zaostrzające ówczesne wymagania normatywne. To rozporządzenie wprowadziło m.in. obowiązek sporządzania ekspertyz przewidywanych skutków włączania parków wiatrowych dla jakości energii elektrycznej. Ocena taką należy przeprowadzić, uwzględniając wiele norm, w tym normę PN-EN 61400-21 [6], określającą charakterystykę turbiny wiatrowej dla takich parametrów jak współczynnik migotania i zawartość harmonicznym wprowadzanych do systemu. Wymóg ten dodatkowo uzasadnia instalację analizatorów w miejscach przyłączenia parków wiatrowych do systemu elektroenergetycznego, w celu praktycznej weryfikacji wykonanych ekspertyz i bieżącej kontroli JEE. Doceniając potrzebę i znaczenie oceny jakości energii, także polski operator przesyłowy w 2011 roku opublikował specyfikację właściwości funkcjonalnych [7], jakie muszą spełniać i oferować dostarczane do tego celu urządzenia i systemy pomiarowe. W tym dokumencie rozszerzono w stosunku do normy [4] zestaw parametrów wymaganych do analizy JEE o wielkość prądu, harmoniczne prądu, moce czynne i bierno oraz współczynnik mocy. Specyfikacja ta wprowadziła wymóg posiadania klasy A dla sprzętu pomiarowego i bardzo wysoką dokładność pomiarów mocy w klasie 0.2S, zgodnie z normą PN-EN 62053-22 [8], przewidzianą dla liczników energii.

2.2. Urządzenia w klasie A

Należy zasygnalizować istotny problem, jaki wiąże się z cechami metrologicznymi urządzeń oferowanych nie tylko na naszym rynku, ale także w innych krajach. W specyfikacji dostaw wymaga się, aby urządzenia, których zapisy mogą być wykorzystywane do weryfikacji zdarzeń sieciowych i ewentualnego rozstrzygnięcia sporów, posiadały tak zwaną klasę A, zdefiniowaną w normie [4]. Tymczasem ani w Polsce, ani też w innych krajach europejskich nie ma niezależnego ośrodka, który mógłby przeprowadzić badania i wydawać certyfikat w myśl normy PN-EN 45011 [9] definiującej, czym jest certyfikat i jakie warunki musi spełniać ośrodek certyfikujący.

Wydania certyfikatu klasy A nie podejmuje się nawet holenderska KEMA. W Wielkiej Brytanii laboratorium NPL (National Physical Laboratory) oferuje przeprowadzenie badań właściwości pomiarowych przyrządów przeznaczonych do oceny jakości energii, ale tylko dla kilku parametrów podanych w aktualnej wersji normy [4]. Certyfikatu klasy A nie przyznaje także szwedzkie laboratorium SP, które wykonuje badania i wydaje świadectwa kalibracyjne, uwzględniające jednak nie wszystkie wymagane parametry miernika jakości energii. Oczywiście tego typu świadectwa kalibracyjne, które przedkładały niektóre firmy, nie mogą być traktowane jako certyfikaty, a tym bardziej na ich podstawie nie można wyrokować o właściwościach produktów innych producentów.

Należy zapytać: jaka jest przyczyna takiej sytuacji? Otóż mimo już kilkunastoletniego rozwoju i wprowadzania kolejnych zmian w normach dotyczących jakości energii do tej pory nie opracowano normy określającej metodologię weryfikacji właściwości pomiarowych odnośnych przyrządów. W najbliższej przyszłości sytuacja ulegnie zapewne zmianie, ponieważ opracowywany jest zbiór norm IEC 62586 „Power Quality Measurements in Power Supply Systems” (Pomiary jakości energii w systemach zasilających), określający zakres i zasady przeprowadzania testów funkcjonalnych urządzeń przeznaczonych do oceny jakości energii. Od drugiej połowy 2012 roku dostępne są wstępne wersje norm z tej grupy. Część pierwsza [10] podaje wymagania dla przyrządów do oceny JEE, a część druga określa zestaw testów funkcjonalnych i wymagań dotyczących niepewności pomiarów [11]. W tym kontekście nasuwa się kolejne pytanie: czy i kiedy w naszym kraju jakiegokolwiek laboratorium zechce uzyskać akredytację i będzie wykonywać badania zgodności klasy A, z możliwością wydania certyfikatu? Na problemy wynikające z braku takiej jednostki wskazywaliśmy już we wcześniejszych publikacjach w prasie technicznej [12].

3. Wymagania stawiane urządzeniom do pomiaru JEE

3.1. Wpływ lokalizacji urządzeń i zmian w normach

Przedstawiając wymagania dla urządzeń przeznaczonych do monitoringu i analizy jakości energii elektrycznej, skoncentrujemy się na właściwościach niezbędnych i istotnych dla efektywnego zastosowania tych urządzeń w spółkach dystrybucyjnych i przesyłowych. Urządzenia przeznaczone dla tej grupy użytkowników są instalowane w polach rozdzielni elektroenergetycznych, zatem muszą spełniać wymagania dotyczące odporności na warunki środowiskowe, określone dla tego typu lokalizacji. W tym zakresie właściwe wydaje się przyjęcie zestawu norm z grupy PN-EN 60255, stosowanej dla zabezpieczeń cyfrowych, sterowników polowych i rejestratorów zakłóceń. Warto podkreślić, że kolejne nowelizacje norm i specyfikacje bezpośrednio przekładały i przekładają się na właściwości konstrukcyjne urządzeń stosowanych do pomiarów JEE. Na przykład zmiany w normie [4] w 2009 roku ustanowiły m.in. rozszerzony zakres pomiaru napięć, zmiany zakresu pomiaru harmonicznym i interharmonicznym oraz zmianę zasad pomiarów

poziomu napięcia sygnalizacyjnego. Ta nowelizacja wprowadziła także nowe definicje wartości skutecznej jedнокresowej i zmieniła wartości dopuszczalnych niepewności pomiaru dla danej klasy sprzętu pomiarowego.

Powyzszy fakt wiąże się również z zakresem badań typu dla tych urządzeń. Badania, które zakończono sukcesem w postaci raportu poświadczającego zgodność z klasą A (ale nie certyfikatem tej klasy dla całej grupy wyrobów!), bezwzględnie należy ponowić dla rozszerzonych funkcjonalności. Oczywiście jest bowiem, że zmiana algorytmów niezbędna dla wyznaczenia nowego parametru może oddziaływać na inne wielkości.

3.2. Nowe właściwości funkcjonalne

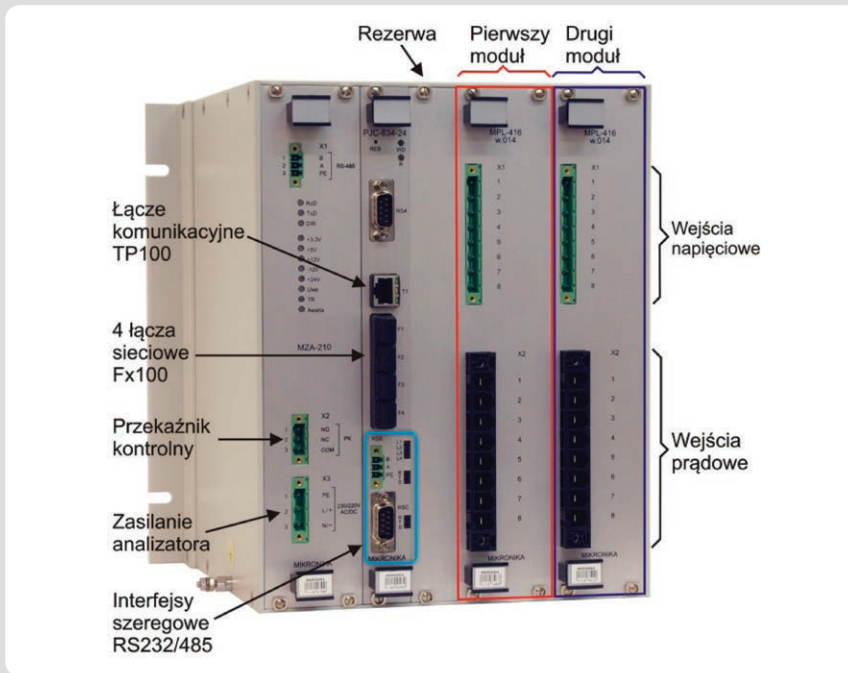
Na przestrzeni kilku ostatnich lat daje się zauważyć znaczący wzrost wymagań funkcjonalnych wobec grupy urządzeń pomiarowych służących do oceny JEE, instalowanych w podstacjach elektroenergetycznych. Obecnie zakłada się, że te urządzenia, oprócz wykonywania wszystkich pomiarów wymaganych do oceny JEE w klasie A, będą mierzyły parametry prądów i mocy według specyfikacji [7]. Ponadto oczekuje się bardzo wysokiej dokładności pomiaru mocy i energii, wykraczającej poza wymogi normy [4].

Podstawową funkcjonalnością staje się rejestrowanie zdarzeń związanych z przekroczeniami konkretnych parametrów. Implikuje to wbudowanie do analizatora odpowiednich możliwości parametryzacji wyzwolenia rejestracji. Mogą to być stosunkowo proste zależności, powiązane z czasem trwania i progiem wyzwolenia zaburzenia, lub bardziej rozbudowane logiki, określające warunki wyzwolenia w odniesieniu do trendów, pochodnych zmian i koincydencji z warunkami wynikającymi ze stanu wejść dwustanowych.

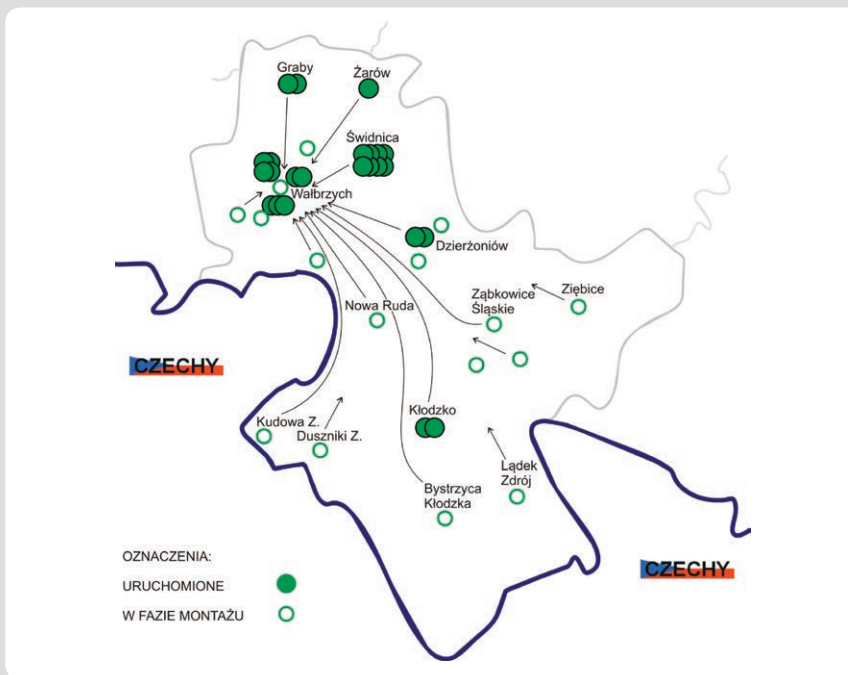
Analizatory JEE stają się stopniowo swoistymi rejestratorami zakłóceń z wbudowaną możliwością wyznaczenia i obliczania parametrów niezbędnych do oceny JEE. Związana z tym wymaga się wobec nich także lokalnej archiwizacji zdarzeń. Oczekuje się także, aby można było wybrać format danych, w jakim urządzenia te je przekazują. Z reguły zakłada się, że będzie to format Comtrade lub PQDIF.

Kolejne wyzwanie konstrukcyjne wobec analizatorów JEE, związane z wprowadzaniem funkcji rejestracji, to konieczność synchronizacji pracy urządzeń względem czasu astronomicznego w taki sposób, aby można było porównywać zapisy z różnych lokalizacji. Zalecana dokładność takiej synchronizacji dla rejestrowanych przebiegów analogowych powinna być mniejsza niż 40 mikrosekund.

Przykładem spełnienia powyższych wymagań może być modułowy analizator jakości energii przedstawiony na rys. 1. Prezentowane urządzenie może być wyposażone w jeden lub dwa synchronicznie pracujące moduły oceny JEE, z których każdy skonfigurowano do oceny jakości energii na podstawie pomiarów czterech napięć i czterech prądów w każdym module. Wejścia prądowe są przystosowane do pomiaru przetężeń. Analizator jest wyposażony w cztery światłowodowe łącza sieciowe w standardzie wielomodowym lub



Rys. 1. Analizator jakości energii SO52v11-eME-2, wyposażony w dwa równoległe pracujące moduły oceny JEE na podstawie pomiarów czterech napięć i czterech prądów w każdym module. Wykonanie stacjonarne dla wszystkich typów pól pomiarowych



Rys. 2. Lokalizacja urządzeń we wdrażanym SMJEE

jednomodowym, które można wykorzystać do komunikacji z innymi systemami. W grudniu 2012 roku wykonano w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie badania tego typu analizatora. Raport wieniący dzieło potwierdzał zgodność właściwości pomiarowych z klasą A dla synchronicznych pomiarów w obu modułach. Warto dodać, że testy przeprowadzono zgodnie ze wspomnianymi projektami norm [10 i 11], określającymi metodologię badań tego typu urządzeń.

4. Obszarowy system monitorowania i oceny jakości energii elektrycznej
Wcześniej zasygnalizowane procesy, związane ze zmianami organizacyjnymi, stopniowym wdrażaniem technologii Smart Grid oraz urynkowaniem zasad dostawy energii elektrycznej, będą skłaniać przedsiębiorstwa dystrybucyjne do budowy wielkoobszarowych systemów SMJEE, przeznaczonych do analizy parametrów JEE zgodnie z najnowszymi normami i rozporządzeniami. Przykładem takiego podejścia może

być system wdrożony w jednym z oddziałów terytorialnych dużej spółki energetycznej w południowej Polsce. Pierwszy etap prac rozpoczęto w listopadzie 2011 roku i zakończono w kwietniu 2012 roku uruchomieniem systemu złożonego z serwera jakości energii (SJE) i 23 analizatorów, zainstalowanych na podstacjach. System rozbudowano jesienią 2012 roku, instalując kolejne urządzenia. Zakończenie budowy systemu, obejmującego docelowo 52 urządzenia, było planowane na kwiecień 2013 roku. Na mapie z rys. 2 pokazano lokalizację zainstalowanych urządzeń. System będzie mierzył parametry i oceniał jakość energii w 62 polach, ponieważ inwestor zdecydował się na zainstalowanie kilku urządzeń dwukanałowych. Część obiektowa systemu, którego strukturę pokazano na rys. 3, składa się z analizatorów typu SO52v11-eME, instalowanych w polach pomiarowych rozdzielni. Wykonują one wszystkie niezbędne pomiary i ich agregację zgodnie z wymaganiami norm [3, 4]. Rejestrowane są przebiegi napięcia i prądu podczas przerw, zapadów oraz wzrostów napięcia i prądu. Istnieje także możliwość definiowania zdarzeń i tym samym wykonania rejestracji podczas przekroczeń wskaźnika asymetrii, wzrostu zawartości harmonicznych, zmiany częstotliwości oraz innych zaburzeń.

Analizatory, poprzez korporacyjne, światłowodowe łącza w technologii Ethernet, na bieżąco dostarczają dane do zdalnego serwera SJE, który je gromadzi i analizuje. Jeśli na przykład z powodu przzerwania łącza dane nie mogą być transmitowane, to są one buforowane w pamięci wewnętrznej analizatora. Dane zostaną samoczynnie doczytane po wznowieniu połączenia.

W przyjętym rozwiązaniu transmisja Ethernet nie wprowadza ograniczeń dotyczących zakresu i ilości przekazywanych danych, w przeciwieństwie do stosowanej w wyjątkowych wypadkach transmisji GPRS. Każdy z analizatorów może także przekazywać online dane o bieżących wartościach monitorowanych parametrów energii do systemu sterowania i nadzoru (SSiN), w osobnym kanale transmisyjnym, w dowolnym protokole komunikacyjnym. Serwer SJE w czasie rzeczywistym odczytuje dane z oddalonych analizatorów i wykonuje stosowne agregacje i obliczenia. Efektem działania warstwy przetwarzania są wykresy i raporty, zdalnie dostępne w technologiach internetowych. Raporty oraz informacje o zdarzeniach mogą być automatycznie rosyłane poprzez powiadomienia e-mail, zgodnie ze zdefiniowanymi listami odbiorców. Dane mogą być także przekazywane do systemu stacyjnego.

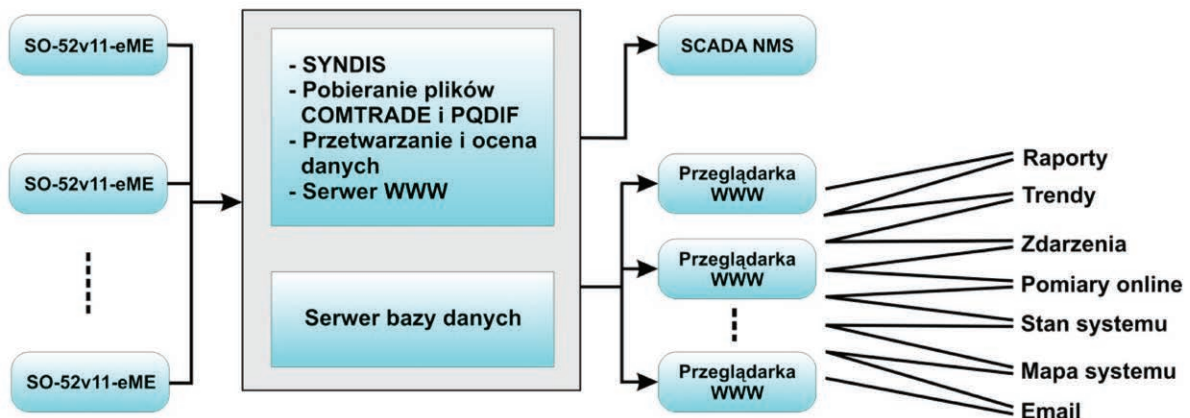
5. Kierunki rozwoju

5.1. Transmisja danych

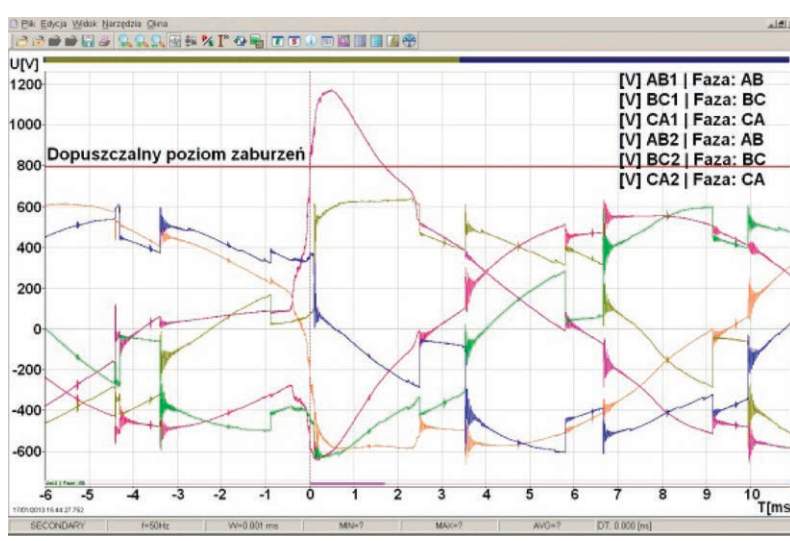
Obecnie protokoły transmisyjne i formaty danych, stosowane w SMJEE, nie są znormalizowane. Standaryzacja w tym zakresie dawałaby możliwość łatwej integracji urządzeń różnych producentów. Trudno określić przyszość formatu PQDIF, który został przyjęty tylko przez niektórych producentów. Być może urządzenia JEE będą musiały zalemitować dane w kilku formatach, w zależności od ich przeznaczenia i odbiorcy.

Należy prawdopodobnie przyjąć, że w związku z wprowadzaniem funkcji

System oceny jakości energii - SYNDIS PQ



Rys. 3. Struktura systemu SYNDIS PQ. Urządzenia zainstalowane w polach pomiarowych komunikują się z serwerem JEE poprzez korporacyjną sieć Ethernet. Dane są przekazywane w formacie COMTRADE lub PQDIF. Serwer udostępnia wielu użytkownikom raporty, wykresy trendów, zdarzenia, pomiary online poprzez mechanizm przeglądarki www



Rys. 4. Szybkie zaburzenia w sieci trójfazowej, zarejestrowane analizatorem SO52v11-eME. Jest widoczne przekroczenie powyżej poziomu 800 V, o czasie trwania 1,5 ms, które wywołało uszkodzenie zasilanego urządzenia

rejestracji do analizatorów JEE w coraz szerszym zakresie będą one wykorzystywane w taki sam sposób jak klasyczne rejestratory zakłóceń. Wiąże się z tym wymóg udostępniania zapisów w formacie Comtrade, który jest standardem w tego typu zastosowaniach.

5.2. Urządzenia wielokanałowe

Interesujące walory aplikacyjne mogą zyskać urządzenia wielokanałowe, synchronicznie realizujące pomiary i ocenę jakości energii w wielu kanałach pomiarowych. Za pomocą już dostępnych tego typu urządzeń można na przykład, realizując synchroniczne pomiary po obu stronach transformatora, jednoznacznie wskazać charakter i źródło zaburzeń. Zapisy z takich urządzeń dają wystarczające możliwości analizy i oceny zakresu przenoszenia zjawisk oraz zdarzeń sieciowych na stronę wysokiego napięcia transformatorów, w miejscach przyłączenia farm wiatrowych i innych źródeł odnawialnych. Mogłyby one także uzupełniać systemy monitoringu transformatorów

w zakresie oceny wpływu harmonicznych na pracę transformatora.

5.3. Rejestracja zaburzeń szybkozmiennych

Analizatory powinny mieć możliwość wyposażenia w karty pomiarowe, przeznaczone do wykrywania i rejestracji zaburzeń szybkozmiennych *transients* i udarów typu *surge* o charakterystyce 1/50 μ s. Umożliwia to na przykład identyfikację przyczyn uszkodzeń przekształtników tyrystorowych. Na rys. 4 pokazano przebiegi odkształcone, zarejestrowane w tego typu instalacji, w jednym z dużych zakładów chemicznych.

5.4. Wyznaczanie synchronofazorów

Kolejne istotne rozszerzenie funkcjonalności analizatorów JEE wiązałyby się z implementacją w nich algorytmów wyznaczania synchronofazorów. Wyznaczone wielkości można by przysyłać do wydzielonych koncentratorów, przeprowadzających analizę stabilności sieci energetycznej. Być

może taką funkcję mogłyby także realizować serwery SJE.

Niektóre z dostępnych urządzeń mogłyby tę funkcję już obecnie wykonywać. Za takim podejściem przemawia również fakt, że urządzenia wyznaczające synchronofazory na danym obszarze muszą posiadać synchronizowane pomiary. Tego typu synchronizacja jest także wymagana do oceny jakości energii, zwłaszcza po wprowadzeniu funkcji rejestracji zaburzeń.

Synchronizacja jest możliwa za pomocą wbudowanych układów odbioru sygnału GPS, który można wykorzystywać do synchronizacji urządzeń z dokładnością lepszą niż 1 mikrosekunda. Synchronizację na wymaganym poziomie można także zrealizować w protokole sieciowym PTP. Wymaga to instalacji odpowiedniej infrastruktury sieciowej, obejmującej switchy, routery, serwery PTP, co może powodować zwiększenie kosztów.

5.5. Standard PN-EN 61850

Nieodzowny staje się wymóg integracji analizatorów JEE w ramach systemów automatyki stacyjnej (SAS), aby zapewnić ich współpracę z SAS zgodnie z zaakceptowanym standardem PN-EN 61850. W części 7–4 tego standardu [13], w punkcie 5.12 zdefiniowane są węzły logiczne dotyczące jakości energii. Opisują one sposób udostępniania zdarzeń dotyczących zmian częstotliwości, szybkich zaburzeń typu *transients* dla prądów, asymetrii prądów, szybkich zaburzeń i asymetrii napięć. Węzły te agregują informacje na temat rodzaju zaburzenia, początku, wielkości i czasu trwania.

6. Wnioski

Na przestrzeni kilkunastu lat daje się zauważyć rozwój i wzrost znaczenia nie tylko pojedynczych instalacji, ale także zintegrowanych systemów oceny jakości energii. Obecnie te tendencje są implikowane coraz szerszym wprowadzaniem technologii Smart Grid. Należałoby w najbliższym czasie utworzyć w Polsce akredytowane laboratorium, które mogłoby przeprowadzać badania i potwierdzać właściwości przyrządów klasy A. Taka jednostka wykonywałaby również

niezbędne kalibracje odnośnych przyrządów pomiarowych, potwierdzone świadectwami kalibracyjnymi.

Obserwuje się wzrost wymagań funkcjonalnych wobec analizatorów jakości energii. Oczekuje się coraz lepszych charakterystyk pomiarowych i rozbudowanych cech funkcjonalnych, związanych z wielokierunkową transmisją danych i funkcjami rejestracji. Urządzenia te mają łączyć w sobie cechy wysokiej klasy aparatury pomiarowej i rejestratorów zakłóceń.

Należy spodziewać się dalszego wzrostu wymagań wobec analizatorów JEE, obejmujących wprowadzanie kilku synchronicznych kanałów pomiarowych, możliwości wyznaczania synchrofazorów i powiązania z SAS za pomocą standardu PN-EN 61850.

Bibliografia

1. Stanescu C., Postolache P., Widmir J., The Romanian TDO's Power Quality Monitoring System and Smart Grids Component, C4-101, CIGRE 2012.
2. Szczepański T., Rączka J., Monitoring i analiza jakości energii elektrycznej w systemie przesyłowym, *Elektroenergetyka*, 2012, nr 1-2.
3. PN-EN 50160:2010, Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych.
4. PN-EN 61000-4-30:2011, Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC), część 4-30, Metody badań i pomiarów, Metody pomiaru jakości energii.
5. Rozporządzenie ministra gospodarki „W sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”, 4 maja 2007.
6. PN-EN 61400-21:2009, Pomiar i ocena parametrów jakości energii dostarczanej przez turboszespoły wiatrowe przyłączone do sieci elektroenergetycznej, PKN.
7. Analizatory Jakości Energii, Standardowe Specyfikacje Techniczne, PSE Operator, maj 2011.
8. PN-EN 62053-22:2006, Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej prądu przemiennego. Wymagania szczegółowe, część 22. Liczniki statyczne energii czynnej klas 0.2S i 0.5S, PKN.
9. PN-EN 45011:2000, Wymagania ogólne dotyczące jednostek prowadzących systemy certyfikacji wyrobów, PKN.
10. IEC 62586-1, Power Quality Measurements in Power Supply Systems, part 1, Power Quality Instruments, IEC official draft, 2012.
11. IEC 62586-2, Power Quality Measurements in Power Supply Systems, part 2, Functional Tests and Uncertainty Requirements, IEC official draft, 2012.
12. Gil W., Syndis PQ a jakość energii elektrycznej w spółkach przesyłowych i dystrybucyjnych. *Pomiary Automatykacja Kontrola*, wrzesień 2012.
13. IEC 61850-7-4:2010(E), Communication networks and systems for power utility automation, part 7-4, Basic communication structure. Compatible logical node classes and data object classes.

Wiesław Gil

mgr inż.

MIKRONIKA

e-mail: wieslaw@mikronika.com.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1983). Zatrudniony w Mikronice (1985), obecnie jako główny konstruktor. Zajmuje się konstrukcją urządzeń automatyki stacyjnej. Kierował opracowaniem i wdrażaniem systemu monitoringu transformatorów, a ostatnio rozwojem urządzeń i systemów do oceny jakości energii.

Przemysław Wronek

mgr inż.

MIKRONIKA

e-mail: wronek@mikronika.com.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej o specjalności metrologia (1980). Jeden z założycieli Mikroniki (1983), obecnie wiceprezes nadzorujący sprawy techniczne. Zajmuje się tworzeniem założeń oraz nadzorem rozwoju oraz aplikacji systemu sterowania i nadzoru SYNDIS w zakresie oprogramowania i sprzętu.