

Corporate Systems of Power Quality Monitoring

Authors

Wiesław Gil
Przemysław Wronek

Keywords

Power quality evaluation, corporate systems, class A

Abstract

This paper discusses corporate systems of power quality evaluation, the development of which is now driven by the deployment of Smart Grid technology. Features of devices, communication links, and servers are presented. Problems of measuring devices' certification are identified, and constraints resulting from the existence of particular technical monopolies due to the absence of data transmission standards. The need to implement, and to adhere to the rules of, IT system security is emphasised. Reasons for integrating measuring devices with station systems are indicated. Benefits from the deployment of corporate systems are listed.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015302

1. Introduction

It was assumed until recently that the progressing commercialisation of electricity generation and trading would be the major deployment driver of power quality monitoring equipment and systems (PQMES). Today, this trend is significantly strengthened by the grid operation stability requirements resulting from development of renewable energy sources and prosumer generation. Power companies and industrial enterprises employ numerous devices for occasional measurements. Due to changing conditions it has become insufficient. Nowadays solutions based on stationary devices, that are permanently installed and transmit data online are assembled in PQMES. This is prompted not only by their increasing number and the associated need for automatic reading of measured data, collecting them in appropriate structures, storing for a certain time, but also by implementation of additional features enabled by integration on the enterprise level.

Data transfer in transmission and distribution companies and large industrial enterprises requires efficient communication. In addition, each of these implementation areas is uniquely specific to its communication expanse and the purpose of data being collected and processed.

2. Enterprise system structure

Enterprise system needs to collect the required data from very many measurement points, concentrate them in a database and execute the required algorithms of power quality (PQ) evaluation. The layered structure shown in Fig. 1, ensures the performance of these tasks.

Power system substations accommodate many devices with measuring functions, such as disturbance recorders, protection

relays, and bay controllers. In practice, it turns out that they cannot be sources of data for PQ evaluation, because they do not provide the full range of required parameters. They do not aggregate data as required by standards, and have different measurement ranges and signal sampling intervals. Therefore, the PQMES base layer is made up of specialized meters and power quality analysers (PQA) that determine all the values required from class A devices by the PN-EN61000-4-30 standard [1]. This standard assumes that the obtained results may be used for billing purposes and to verify possible claims.

The next layer is the communication structure, made up of links available at the substation and extensive WAN communication structures. It is composed of existing grid switches, communication routers, GPRS links, and radio transceivers. As a rule, no separate communications networks are developed for PQMES.

Enterprise PQMES' master layer is made of servers and databases. Software is installed on the servers that collects data from measuring devices, processes it into power quality information, and support data presentation. The servers are also provided with integrated software to develop and manage configurations of individual devices, and with test software. The servers work with corporate databases. The master layer is complemented with HMI workstations.

3. Measuring devices characteristics

3.1. Measurements and calculations

Basic PQ parameters determined by PQAs in accordance with relevant standards include: supply voltage, frequency, flicker, voltage harmonics and interharmonics, voltage unbalance, signal voltage in supply voltage, voltage dips, interruptions and swells,

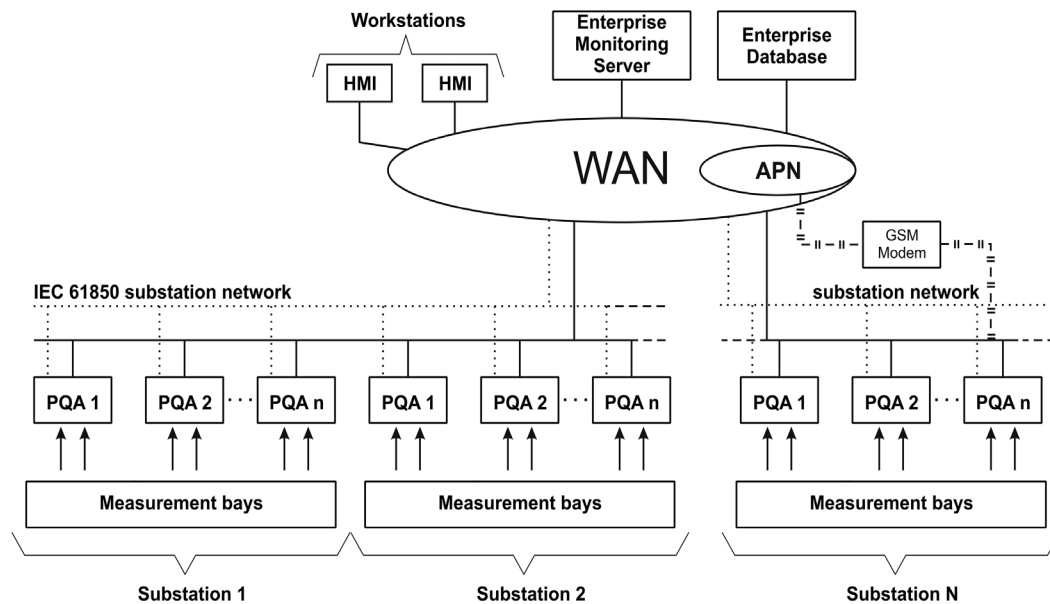


Fig. 1. Diagram of corporate power quality monitoring systems

voltage deviation up or down, rapid voltage changes (RVC) [1]. Usually the analysers also measure additional parameters such as current, current harmonics and interharmonics, power, phase to phase voltage, power factor, energies and angles of current and voltage harmonics. This is due to requirements of the standards developed for PQMES implementation by their users, for example by PSE Operator SA [2].

The classes of instrument transformers, current and voltage alike, used in PQA measuring circuits should be noted. They should be of the best class available, for example 0.2. If they are of a lower class, it is difficult to require that data from such an analyser complies with all the requirements. In general, the specification assume that the devices should be able to choose rated current 1A or 5A, due to the prevalence of instrument transformers with such ratings in substations. PQA input measurement circuits must therefore feature adequate short-term and long-term over-current capacity as well as surge withstand adjusted to these properties. Also useful for analysis of grid operation disorders may be records of transient type disturbances, i.e. ultrafast transient waveforms. This may apply to wind farms, solar parks and installations, which include thyristor converters. For this purpose devices with sampling frequencies of several MHz are required.

3.2. Class A

Analysers' measuring properties are related to the so-called problem of class A, reported in our previous papers [3] on PQ. Despite a widely formulated requirement of the need to perform measurements in Class A in accordance with standard [1], this PQA feature could not have been so far verified in any accredited testing or calibrating laboratory. This is unacceptable and should be regulated as soon as possible, perhaps by organising an appropriate laboratory conducted by an independent state agency. As a matter of fact there are in Europe laboratories that undertake to perform these tests, but they have no approved

and accredited test procedures in place for all required parameters that should be tested. This implies unnecessarily doubts about the measurement quality, and even deliberate abuse.

3.3. Results sharing

In a system implemented in Poland PQAs share results both by way of so-called events, as well as hourly COMTRADE or PQDIF files transmitted by a built-in server. The event sharing mechanism involves triggering event signals by identified voltage sags, swells, interrupts, or changes in critical values pre-set for RVC changes, surge currents and other values. This signal initiates the procedure of recorded data receipt. From this point of view PQA acts as a disturbance recorder.

The data is transmitted to a PQ server over a fixed cable or GPRS/LTE link. Sent from PQA with the files is measurement data, often in a separate communication channel. Usually, this is values of PQ parameters, but often also power and energy. This is the so called meter function, allowing for quick verification of parameters accuracy at measured points by comparing them with those available in the substation system. Interesting and promising is the possibility of using these measured values to cooperate with control systems of wind farms.

Such an installation was recently deployed in northern Poland. Listed in Tab. 1 are parameters and their indices transmitted online to the DCS (Digital Control System) of generators.

One trend in the PQAs design is their integration with devices of the substation automation system (SAS). More and more frequent are applications in which selected measurements and information about events detected by analysers are transferred in parallel to the control and supervision system. For this purpose local links are set up with the substation system. Effective integration in this regard is facilitated by the IEC 61850 standard [4], wherein power quality relevant logical nodes are defined.

#	Index	Value	#	Index	Value
1	40001	Active power L1 (W)	13	40023	Zero-sequence voltage (V)
2	40003	Active power L2 (W)	14	40025	Phase-to-phase voltage V12 (V)
3	40005	Active power L3 (W)	15	40027	Phase-to-phase voltage V23 (V)
4	40007	Reactive power L1 (VAr)	16	40029	Phase-to-phase voltage V32 (V)
5	40009	Reactive power L2 (VAr)	17	40031	Current L1 (A)
6	40011	Reactive power L3 (VAr)	18	40033	Current L2 (A)
7	40013	Power factor L1	19	40035	Current L3 (A)
8	40015	Power factor L2	20	40037	Frequency (Hz)
9	40017	Power factor L3	21	40039	Total active power (W)
10	40019	Positive-sequence voltage (V)	22	40041	Total reactive power (VAr)
11	40021	Negative-sequence voltage (V)	23	40043	Average phase voltage (V)

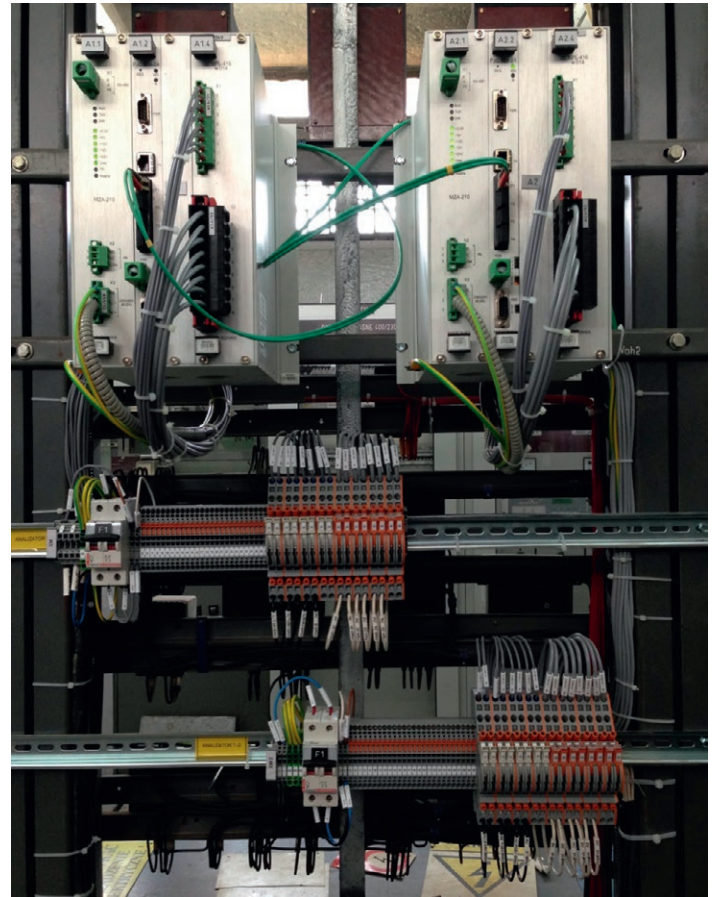
Tab. 1. Data transmitted online from analyser to wind farm DCS

Particular attention of designers and experts drawing up tender specifications is required by the issue of interchangeability and compatibility of measuring devices from different manufacturers. Enterprise systems are very extensive and include many PQAs. It is hard to imagine that such a system is made up of devices from a single manufacturer, sharing data in a custom protocol. Data sharing schemes should be strictly standardized. These issues have become increasingly important in view of establishing technological monopolies by certain groups of suppliers implementing specific transmission protocols and custom data compression in their devices and systems. Sometimes an additional tool of such a policy is a system of licenses for a device's individual functionalities which the system user must purchase! The problem could be solved by adopting COMTRADE standard for PQA file sharing. This would bring about an additional benefit by using for PQ data analysis the tools used for processing records from protection devices and disturbance recorders. In cooperation with SCADA systems data should be made available in PN-EN 870-5-104 standard. Cooperation with SAS or DCS should be based on PN-EN 61850 [4] or, possibly, on Modbus RTU or DNP 3.0 protocols.

3.4. Environmental conditions

PQAs are installed in bays of switching substation or control rooms, as shown in Fig. 1.

Often PQAs have to be installed in distribution and instrument cabinets mounted on electric poles. The measuring devices and communication equipment used in such applications must be fit for operation in a harsh substation environment. It is therefore appropriate to increase the class of environmental requirements



Pic. 1. Power quality analysers installed in control room bay

for PQAs through the application of a group of PN-EN 60255 standards to verify their environmental resistance and EMC, even if the standards were originally intended for protection devices.

4. Communication links

For enterprise PQMES the most effective communication is that based on direct access to the enterprise IP network. This is applicable where the enterprise network is available where PQA is installed. Usually analysers are connected to the network through fibre optic patch cords, recommended due to their interference immunity. An alternative to the enterprise IP network connections are links set-up in enterprise APN, using GPRS/LTE transmission. In this context, the undeniable advantage of fibre optic lines is that they are essentially free of throughput limits and of transmission disturbances. Their disadvantage is the high cost of installation.

Where no direct data transfer to the remote server is possible, a local server is installed. All analysers are connected to it over the local Ethernet network. Then UMTS modems in the enterprise APN network can be used for communication between the enterprise server and the local server. Due to the link's limited bandwidth and transmission costs it is recommended to limit the volume of data transferred to a minimum. Usually in such a situation transfer of files in 3 second aggregation is abandoned. For example, a GPRS/LTE modem transmits 40 MB of data sent to the server and approx. 3 MB of data received by one device per day.

In this case the monthly limit for the SIM card for one device may not be less than 2 GB.

Good results are accomplished with compression of uploaded files and proper configuration of queries sent by the server. For example, a COMTRADE file for voltage harmonics, containing 150 analogue channels and three digital channels for 100 of 3-second samples, has the following dimensions: .dat file – 31,000 bytes, cfg file – 11,762 bytes. Altogether this is: 42,762 bytes. Compression produces a 7,335 byte .zip file with compression rate 5.83. The compression rate, however, depends on the compressed file's content. It is often enough to read files out from the devices once an hour. With a large number of devices in the system, data may be read out even once every few hours, which greatly relieves the server and the radio link.

5. System server

The main element of enterprise system is enterprise data server, operating in a redundant structure and executing the following tasks:

- automatic download of data from analysers, and their recording in a database
- PQ evaluation and development of listings, charts, tables, and reports
- data sharing and archiving for further processing
- visual rendering on various HMI stations.

To ensure adequate efficiency of automatic data downloading from distributed measurement devices it is essential that the downloaded data has a standard format. As already indicated, the most appropriate in this respect seems to be COMTRADE. An integral part of the server is its database, in which data is collected and managed. The most reasonable is to use a professional SQL database. A common practice is to use one type of database to archive measurement, and another for archiving system charts. This approach improves the speed of the server. Data from the server must be imported and exported in COMTRADE or PQDIF files from/to the master database or the existing host software in order to undergo further analysis or archiving only. These files can be transferred using existing database protocols, ODBC or native software for SQL database. The data provided by the base forms the basis for any statistical analysis performed by relevant server software. Results of this analysis are then used for reporting compliance with relevant standards, for example PN-EN 50160 [5], regulations [6] or contracts between electricity suppliers and consumers. Mechanisms contained in the server automate the reporting process by automatic broadcasting appropriately prepared reports to system users, and allow viewing data and reports. A convenient form of data and reports visual rendering is to use the functionality offered by a web interface providing access to the system for multiple users simultaneously, while maintaining mechanisms of access to data security.

It is reasonable to tie up information from enterprise PQMES with operation of Outage Management Systems (OMS). This allows for the inclusion in PQMES of events arising from grid operation, such as planned shut-downs, repairs, and emergencies. These issues are present under development.

An example of a dedicated power quality server's set-up in a typical 19" rack is shown in Fig. 3. The server is integrated with the primary and backup servers. In the event of failure of one of them, another takes over automatically without any data loss. Both servers are powered by guaranteed voltage. The server rack also accommodates a real time clock, network switch, power strips, and local HMI terminal for easy start and maintenance of the system.

6. Time synchronisation

Each PQA should have an internal real time clock. The clock must be synchronized with an external GPS time standard or a suitable network protocol, for example PTP (Precision Time Protocol). It is also possible to use the IRIG-B standard. It is assumed that synchronisation accuracy should be better than 10 microseconds. Synchronizing time with such accuracy is recommended for analysing and locating disturbance sources and areas of their enlargement and decay. Examples of relevant registration are shown in Fig. 3–4.

Time may be synchronised also by the SNTP network protocol dedicated to time synchronisation. In this case, the

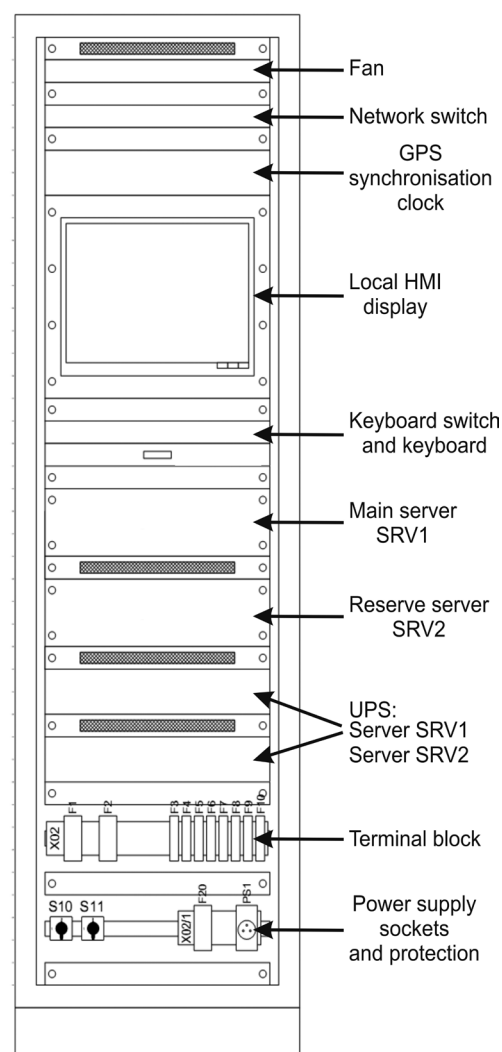


Fig. 2. PQMES server in 19" rack

synchronisation accuracy is only better than 1 ms. This, however, makes not possible such use of the disorders recording like that mentioned above.

Usually analysers are synchronised by downloading the time from servers already operated at substations, which in turn are synchronized with the substation time standard.

7. Systems security

Information security in enterprise PQMES must have the highest priority and results from the corporate policy of information systems security. In this context, first of all the possibility must be excluded of intentional or unconscious disturbance of other systems. This is particularly true for control and supervision systems, with which PQMES may have potential connections via switches or routers.

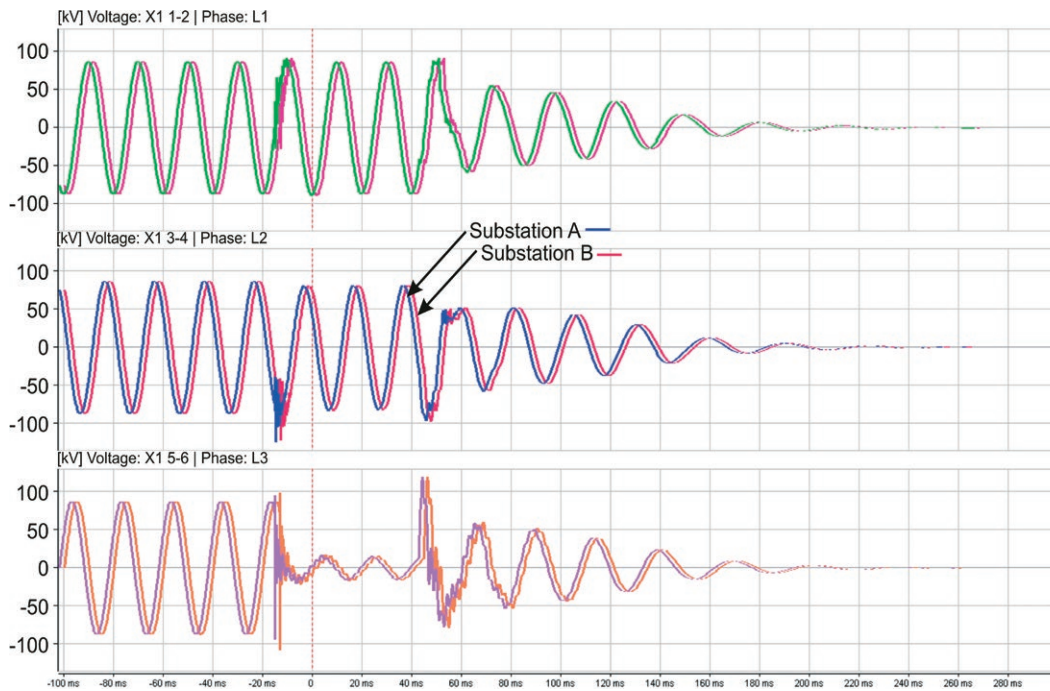


Fig. 3. Samples synchronously recorded during dip and interrupt at two substations

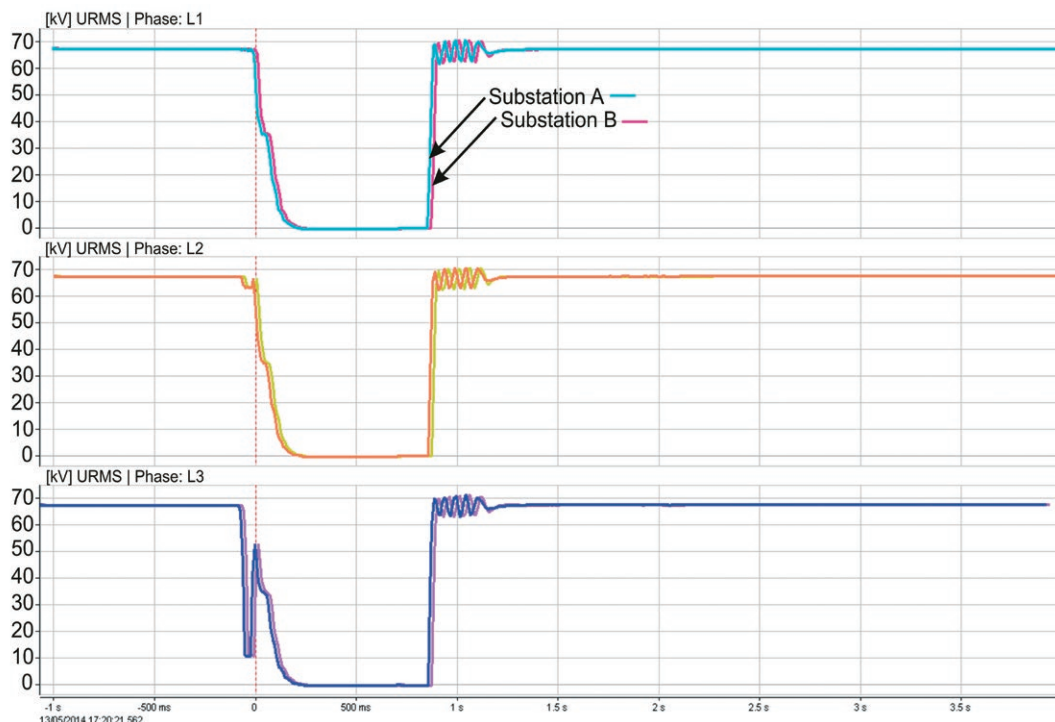


Fig. 4. Voltage RMS values during synchronously recorded dip and interrupt at two substations

To exclude even only imagined negative effects, already at the stage of system design the risks must be analysed and safeguards provided. Consideration of the following aspects may help to identify them:

- connection of PQA devices and servers with substation network
- system of passwords, excluding passwords such as “cyber security”, “admin”, “user”, etc.
- operational privileges sharing between data readout and system management, according to IEC TS 62351 standard [7]
- configuration of network switches and routers that assures logical network separation
- system infection possibility, e.g. through Internet access.

Another group of risks may result from the possibility of unauthorized connection to measuring devices or data servers.

Analysis of the following issues may help to identify them:

- is unauthorized modification of configuration files possible?
- are outcomes of system operation and recorded data critical for the enterprise?

According to standard [7], at least the following security measures must be implemented in systems in place at power substations:

- currently updated antivirus software
- blocking in-coming and out-going transfer if non-compliant with rules
- filtering information sources to ensure data transfer through separate routers over specified routes
- mandatory registration of all remote and local accesses to the system
- regular testing of cyber security performance.

8. Benefits of enterprise systems

The high initial cost of enterprise system development and deployment may not be acceptable. However, the investment quickly pays off in benefits from its operation. Benefits from PQMES resulting from the speed and ease of access to data without the need for expensive ad-hoc measurements and PQ analyses are obviously visible.

Also evident are the benefits of having reliable data that can be used not only to evaluate the power quality, but also in the areas of protections, capital expenditures, business and residential customers, marketing, output control in generation companies manufacturing with regard to:

- proper grid maintenance, because the data comes – depending on system size – from a few hundred to several thousand measurement points
- decisions on necessary upgrades; having complete information it is easy to decide where funds should or should not be invested in new infrastructure
- analysis of atmospheric interference effects, to assess surge protection effectiveness
- diagnosis of failure causes by analysing currents, voltages, unbalance, etc.
- quick response to failures and their credible location that allows for service personnel’s adequate response to quality parameters’ degradation, and remedial works, if applicable

- PQ evaluation vs. normative and contractual benchmarks
- detection of disturbances arising from electricity consumers’ activities
- extension and comparison of systems and devices performance details in Smart Grid area; in this respect grid performance monitoring should be part of Smart Grid solutions.

The benefits may also include the automation of measurement, quality evaluation and reporting. Reporting capabilities via e-mail, SMS, event log, alarms or other types of media can support the necessary analysis of occurring phenomena. Another advantage is the possibility of integration with dispatch systems to facilitate quick analysis in emergencies. Also important is the ability to implement power infrastructure condition assessment, for example through the development and application of health index type comparative algorithms, and with new functionalities such as recording and analysis of these same disturbances by measuring devices deployed at different substations.

It should also be noted that the enterprise system development and deployment may be phased into multiple stages.

9. Conclusions

System users provision with synthetic data that indicate whether the quality of delivered or absorbed energy is consistent with the requirements and indicators stipulated in energy supply contracts can be effectively implemented in enterprise systems. Currently, the functionality of devices for measuring PQ parameters is still being expanded, for example by features of grid disturbance registration, current and power measurement, and multi-channel data transmission. However, the new features of measuring devices will increase enterprise systems’ capabilities only if these systems are equipped with appropriate algorithms for processing collected data into information.

Enterprise systems enable the introduction of new features for the identification of disturbance locations and sources, as well as the use of gathered data to improve asset management and capital expenditure planning.

Enterprise system development and deployment require the implementation of and strict compliance with the principles of information systems security.

It is advisable to include fibre-optic communication lines in the structure of enterprise PQMES systems, which provide high bandwidth and immunity to interference. GPRS/LTE links impose constraints on the scope and volume of data transfer.

Implementation of the PN-EN 61850 standard [4] will facilitate the integration of devices used to measure PQ parameters in substation automation systems.

REFERENCES

1. PN-EN 61000-4-30:2011 Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing And Measurement Techniques – Power Quality Measurement Methods.
2. Analizatory Jakości Energii, Standardowe Specyfikacje Techniczne [Power Quality Analyzers, Standard Technical Specifications], PSE Operator, May 2013.

3. Gil W., Wronek P., Wdrażanie urządzeń i systemów do monitoringu i oceny jakości energii elektrycznej [Deployment of equipment and systems for power quality monitoring and evaluation], *Acta Energetica* 2014, No. 1/18.
 4. IEC 61850-7-4:2010(E), Communication networks and systems for power utility automation, Basic communication structure. Compatible logical node classes and data object classes, pp. 7–4.
 5. PN-EN 50160:2010, Voltage Characteristics in Public Distribution Systems.
 6. Regulation of the Minister of Economy of 4 May 2007 on the detailed conditions of the power system operation.
 7. Technical Standard (IEC TS), 62351- Power system management and associated information exchange. Data Communications Security, pp. 2, 3, 4, 6 ed. 1 (2007), p. 8 ed.1 (2011), p. 5 ed.2 (2013).
-

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 engineering chief. Deals with substation automation devices development and engineering. He 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. 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 14–20. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Korporacyjne systemy monitorowania jakości energii elektrycznej

Autorzy

Wiesław Gil
Przemysław Wronek

Słowa kluczowe

ocena jakości energii elektrycznej, systemy korporacyjne, klasa A

Streszczenie

W artykule omówiono korporacyjne systemy oceny jakości energii elektrycznej, których rozwój jest obecnie stymulowany wprowadzeniem technologii Smart Grid. Przedstawiono właściwości urządzeń, łączny komunikacyjnych i serwerów. Wskazano na problemy związane z certyfikacją urządzeń pomiarowych oraz ograniczenia spowodowane istnieniem swoistych monopolów technologicznych, wynikających z braku standaryzacji wymiany danych. Podkreślono konieczność wdrożenia i przestrzegania zasad bezpieczeństwa systemów informatycznych. Wskazano na celowość integracji urządzeń pomiarowych z systemami stacjami. Wyszczególniono korzyści wynikające z wdrażania systemów korporacyjnych.

1. Wprowadzenie

Do niedawna zakładano, że postępująca komercjalizacja wytwarzania i obrotu energią elektryczną będzie głównym czynnikiem wymuszającym wdrażanie urządzeń i systemów do monitorowania jakości energii elektrycznej (SMJEE). Obecnie ten trend jest znacząco wzmocniony wymaganiami dotyczącymi stabilności pracy sieci, wynikającymi z rozwoju źródeł energii odnawialnej i energetyki prosumenckiej. W spółkach energetycznych i zakładach przemysłowych stosowane są rozliczne urządzenia do pomiaru w trybie dorywczym. Z powodu zmieniających się uwarunkowań staje się to niewystarczające, zatem są wdrażane lub co najmniej opracowywane rozwiązania oparte na urządzeniach stacjonarnych, to znaczy zainstalowanych na stałe i przesyłających dane online, czyli przez cały czas.

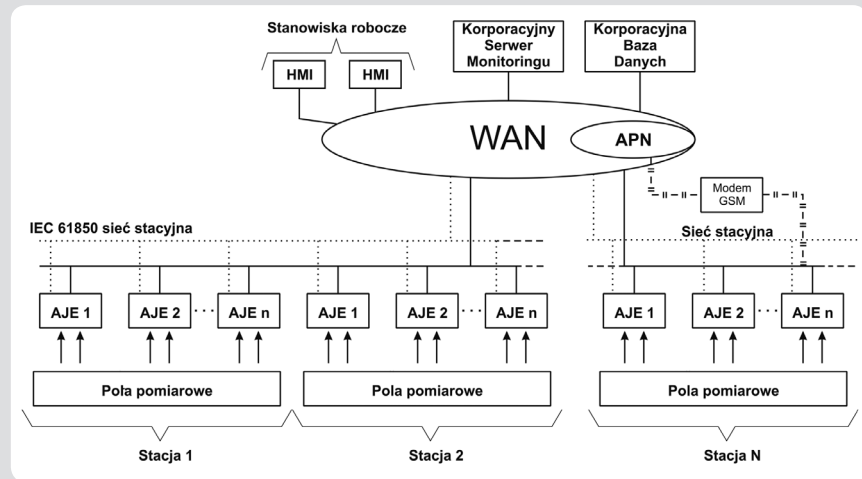
Urządzenia stacjonarne są łączone w SMJEE. Skłania do tego nie tylko ich wzrastająca liczba i związana z tym potrzeba automatycznego odczytu mierzonych danych, gromadzenia ich w odpowiednich strukturach, przechowywania przez określony czas, ale także realizacji dodatkowych funkcji, możliwych dzięki integracji na poziomie korporacji.

Przesyłanie danych w spółkach przesyłowych i dystrybucyjnych oraz dużych zakładach przemysłowych wymaga zapewnienia wydolnych dróg komunikacyjnych. Ponadto każdy z tych obszarów wdrożeń posiada swoją specyfikę związaną z rozległością komunikacji oraz przeznaczeniem zbieranych i przetwarzanych danych.

2. Struktura systemu korporacyjnego

System korporacyjny musi zbierać wymagane dane z bardzo wielu punktów pomiarowych, koncentrować je w bazie danych oraz wykonywać wymagane algorytmy oceny jakości energii elektrycznej (JEE). Struktura warstwowa, pokazana na rys. 1, zapewnia realizację tych zadań.

Na stacjach elektroenergetycznych pracuje wiele urządzeń z funkcjami pomiarowymi, takich jak: rejestratory zakłóceń, zabezpieczenia, sterowniki polowe. W praktyce okazuje się, że nie mogą one być źródłem



Rys. 1. Schemat korporacyjnego SMJEE

danych dla oceny JEE, gdyż nie udostępniają pełnego zakresu wymaganych parametrów. Nie agregują one danych zgodnie z wymaganiami norm, mają odmienne zakresy pomiarowe oraz częstotliwości próbkowania sygnałów. Podstawową warstwę SMJEE tworzą zatem specjalizowane mierniki i analizatory jakości energii (AJE), wyznaczające wszystkie wymagane wielkości zgodne z klasą A, wg normy PN-EN61000-4-30 [1]. Norma ta zakłada, że uzyskane wyniki mogą być wykorzystywane do celów rozliczeniowych, a także do weryfikacji ewentualnych roszczeń.

Kolejna warstwa to struktura komunikacyjna, zbudowana z łączny dostępnych na stacji energetycznej oraz rozległych struktur komunikacyjnych WAN. W jej skład wchodzi istniejące przełączniki sieciowe, routery komunikacyjne, łącza GPRS, nadajniki radiowe. Z reguły nie buduje się wydzielonej sieci komunikacyjnej dla SMJEE.

Warstwa nadrzędna korporacyjnego SMJEE to serwery i bazy danych. W serwerach jest zainstalowane oprogramowanie zbierające dane z urządzeń pomiarowych

i przetwarzające je w informacje dotyczące jakości energii oraz wspierające prezentację danych. Serwery posiadają także zintegrowane oprogramowanie do tworzenia i zarządzania konfiguracjami poszczególnych urządzeń wraz z oprogramowaniem testującym. Serwer współpracuje z korporacyjną bazą danych. Warstwę nadrzędną uzupełniają stanowiska robocze HMI.

3. Charakterystyka urządzeń pomiarowych

3.1. Pomiary i obliczenia

Podstawowe parametry JEE, wyznaczone przez AJE zgodnie z odpowiednimi normami, to: wartość napięcia zasilającego, częstotliwość, wskaźnik migotania światła (ang. flicker), harmoniczne i interharmoniczne napięcia, asymetria napięcia, wartość napięcia sygnałizacyjnego w napięciu zasilającym, zapady, przerwy i wzrosty napięcia, odchylenie napięcia w górę i w dół, szybkie zmiany napięcia (RVC) [1].

Zwykle analizatory mierzą także dodatkowe parametry, takie jak: natężenie prądu, harmoniczne i interharmoniczne prądu, wartości mocy, napięcie międzyfazowe, współczynnik

mocy, energii i kąty harmonicznych prądu i napięcia. Wynika to z wymogów standardów opracowanych dla wdrażania SMJEE przez ich użytkowników, na przykład przez PSE Operator SA [2].

Należy zwrócić uwagę na klasę przekładników, zarówno prądowych, jak i napięciowych, stosowanych w obwodach pomiarowych AJE. Powinny one posiadać jak najlepszą klasę, np. 0.2. Jeśli są niższej klasy, to trudno wymagać, aby dane z analizatora były zgodne ze wszystkimi wymaganiami. Na ogół w specyfikacjach zakłada się, że urządzenia powinny mieć możliwość wyboru prądu znamionowego 1A lub 5A, z uwagi na powszechne występowanie na stacjach energetycznych przekładników o takich prądach. Wejściowe obwody pomiarowe AJE muszą zatem posiadać odpowiednią przeciążalność krótko- i długookresową oraz wytrzymałość udarową, dostosowaną do tych właściwości.

Do analizy zaburzeń pracy sieci mogą być również przydatne rejestracje zaburzeń typu *transients*, czyli ultraszybkich przebiegów nieustalonych. Może to dotyczyć farm wiatrowych, parków solarnych oraz instalacji, w których są stosowane przekształtniki tyrystorowe. Do tego celu wymagane są urządzenia o częstotliwości próbkowania kilku MHz.

3.2. Klasa A

Z właściwościami pomiarowymi analizatorów wiąże się tak zwany problem klasy A, sygnalizowany we wcześniejszych naszych artykułach [3] dotyczących JEE. Mimo powszechnie formułowanych wymogów o konieczności wykonywania pomiarów w klasie A, zgodnie z normą [1], do tej pory brak możliwości zweryfikowania w jednym akredytowanym laboratorium badawczym lub wzorującym posiadania tej klasy przez AJE. Taka sytuacja jest nie do przyjęcia i powinna być jak najszybciej uregulowana, być może poprzez zorganizowanie stosownego laboratorium, prowadzonego przez niezależny ośrodek państwowy. Co prawda, w Europie istnieją laboratoria, które podejmują się wykonania wspomnianych badań, ale nie posiadają one zatwierdzonych, akredytowanych procedur badawczych dla wszystkich wymaganych parametrów, które powinny być badane. Stwarza to nieoprotownie pole wątpliwości co do jakości pomiarów, a nawet celowych nadużyć.

3.3. Udostępnianie wyników

W jednym z wdrożonych w kraju systemów AJE udostępniają wyniki zarówno za pomocą tak zwanych zdarzeń, jak i godzinowych plików COMTRADE lub PQDIF, transmitowanych poprzez wbudowany serwer. Mechanizm zdarzeniowy polega na tym, że zidentyfikowane zapady napięcia, wzrosty, przerwy bądź zmiany zdefiniowanych wartości kryterialnych dla zmian RVC, prądów udarowych i innych wielkości powodują wystawienie sygnału zdarzenia. Sygnał ten inicjuje procedurę odbioru zarejestrowanych danych. Z tego punktu widzenia AJE działa jak rejestrator zakłóceń.

Dane są przekazywane do serwera JEE poprzez stałe łącza kablowe lub w technologii GPRS/LTE. Wraz z plikami są wysyłane z AJE dane pomiarowe, częstokroć osobnym kanałem komunikacyjnym. Zwykle są

Nr	Indeks	Wielkość	Nr	Indeks	Wielkość
1	40001	Moc czynna L1 (W)	13	40023	Napięcie kolejności zerowej (V)
2	40003	Moc czynna L2 (W)	14	40025	Napięcie międzyfazowe V12 (V)
3	40005	Moc czynna L3 (W)	15	40027	Napięcie międzyfazowe V23 (V)
4	40007	Moc bierna L1 (Var)	16	40029	Napięcie międzyfazowe V32 (V)
5	40009	Moc bierna L2 (Var)	17	40031	Prąd L1 (A)
6	40011	Moc bierna L3 (Var)	18	40033	Prąd L2 (A)
7	40013	Współczynnik mocy L1	19	40035	Prąd L3 (A)
8	40015	Współczynnik mocy L2	20	40037	Częstotliwość (Hz)
9	40017	Współczynnik mocy L3	21	40039	Całkowita moc czynna (W)
10	40019	Napięcie kolejności zgodnej (V)	22	40041	Całkowita moc bierna (Var)
11	40021	Napięcie kolejności przeciwnej (V)	23	40043	Średnie napięcie fazowe (V)

Tab. 1. Dane przesyłane z analizatora w trybie online do systemu DCS farmy wiatrowej

to wartości wskaźników JEE, ale często także wartości mocy i energii. Jest to tak zwana funkcja miernika, pozwalająca na szybką weryfikację poprawności parametrów w mierzonych punktach – poprzez porównanie ich z danymi dostępnymi w systemie stacyjnym. Ciekawa i obiecująca jest możliwość wykorzystania tych wielkości pomiarowych do współpracy z układami sterowania farm wiatrowych. Taką instalację wdrożono ostatnio w północnej Polsce. W tab. 1 zestawiono parametry i ich indeksy, przekazywane w trybie online do układu DCS (ang. *Digital Control System*) sterowania pracą generatorów.

Jednym z trendów w budowie AJE jest ich integracja z urządzeniami systemu automatyki stacyjnej (SAS). Coraz częściej pojawiają się aplikacje, w których wybrane pomiary oraz informacje o zdarzeniach wykrytych przez analizatory są równolegle przesyłane do systemu sterowania i nadzoru. W tym celu tworzy się lokalne połączenie z systemem stacyjnym. Efektywną integrację w tym zakresie umożliwia standard IEC 61850 [4], w którym są zdefiniowane węzły logiczne dotyczące jakości energii. Szczególnej uwagi projektantów, a także specjalistów tworzących specyfikacje przetargowe, wymaga problem wymienności i kompatybilności urządzeń pomiarowych, pochodzących od różnych producentów. Systemy korporacyjne są bardzo rozległe i pracuje w nich wiele AJE. Trudno sobie wyobrazić, aby taki system tworzyły urządzenia pochodzące od jednego producenta, udostępniające dane w niestandardowym protokole. Sposób udostępniania danych powinien być ściśle zestandaryzowany. Zagadnienia te stają się coraz bardziej istotne

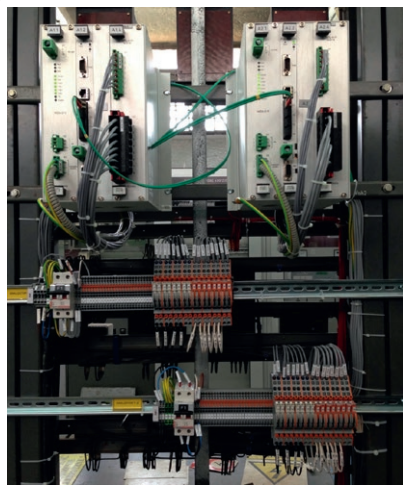
wobec wprowadzania przez niektóre grupy dostawców – posługujących się w swych urządzeniach i systemach specyficznymi protokołami transmisji i niestandardową kompresją danych – monopoli technologicznych. Dodatkowym narzędziem takiej polityki bywa system licencji na poszczególne funkcjonalności urządzenia, które musi wykupić użytkownik systemu!

Problem mogłoby rozwiązać przyjęcie standardu COMTRADE dla plików udostępnianych z AJE. Dałoby to dodatkową korzyść dzięki stosowaniu do analizy danych JEE narzędzi wykorzystywanych do obróbki zapisów z zabezpieczeń i rejestratorów zakłóceń. W zakresie współpracy z systemami SCADA dane powinny być udostępniane w standardzie PN-EN 870-5-104. Współpraca z SAS lub DCS powinna przebiegać w PN-EN 61850 [4] lub ewentualnie w Modbus RTU albo DNP 3.0.

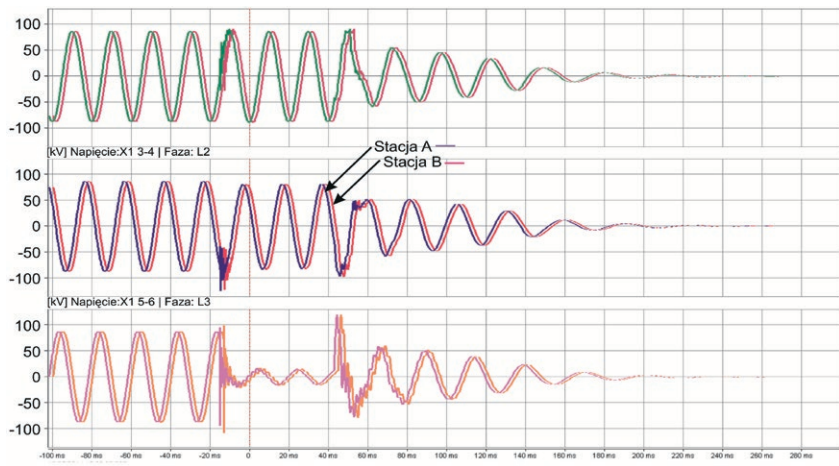
3.4. Warunki środowiskowe

AJE montuje się w polach rozdzielni elektroenergetycznych lub w polach nastawni, jak pokazano na fot. 1.

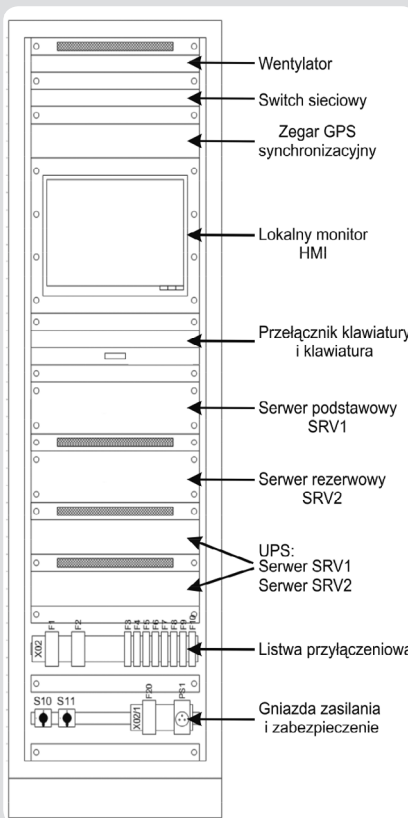
Często istnieje także konieczność montażu AJE w szafkach energetycznych umieszczonych na słupach energetycznych. Urządzenia pomiarowe i osprzęt aplikacyjny, stosowany w tego typu aplikacjach, musi nadawać się do pracy w trudnych warunkach stacyjnych. Zasadne jest zatem podniesienie klasy wymagań środowiskowych wobec AJE, poprzez stosowanie grupy norm PN-EN 60255 do weryfikacji ich odporności środowiskowej i kompatybilności elektromagnetycznej, mimo że pierwotnie te normy są przeznaczone dla urządzeń zabezpieczeniowych.



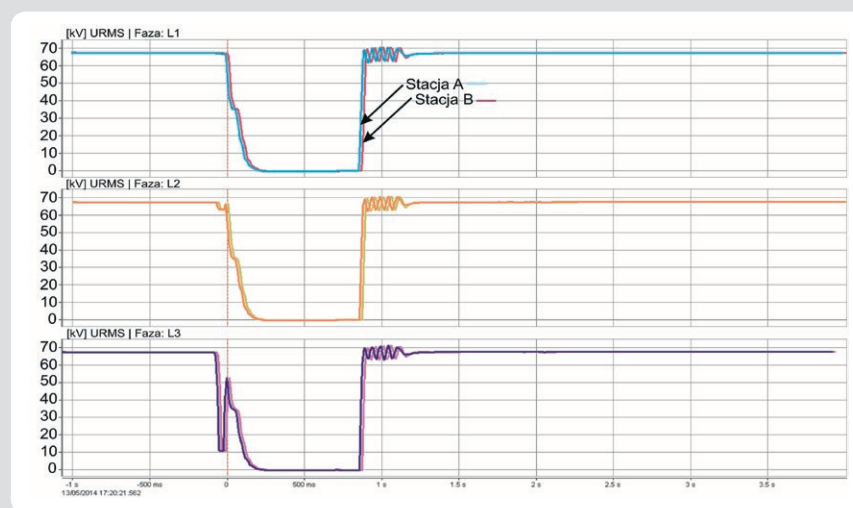
Fot. 1. Montaż w polu nastawni



Rys. 3. Wartości próbek synchronicznie zarejestrowane podczas zapadu i przerwy na dwóch stacjach



Rys. 2. Zabudowa serwera SMJEE w szafie 19"



Rys. 4. Wartości RMS napięcia podczas synchronicznie zarejestrowanego zapadu i przerwy na dwóch stacjach

4. Łącza komunikacyjne

Dla korporacyjnych SMJEE najbardziej efektywna jest komunikacja oparta na bezpośrednim dostępie do korporacyjnej sieci IP. Takie rozwiązanie może być zastosowane wtedy, gdy sieć zakładowa jest dostępna w miejscu montażu AJE. Zazwyczaj analizatory podłączone są do sieci poprzez *patch-cordy* światłowodowe, zalecane ze względu na odporność na zakłócenia. Alternatywą dla korporacyjnej sieci IP są połączenia zestawiane w korporacyjnym APN, z wykorzystaniem transmisji GPRS/LTE. W tym kontekście niezaprzeczalną zaletą łączy

światłowodowych jest zasadniczo brak ograniczeń w ilości przesyłanych danych i brak zakłóceń transmisji. Ich wadą jest wysoki koszt montażu.

W sytuacji, gdy nie jest możliwa bezpośrednia transmisja danych do zdalnego serwera, instaluje się lokalny serwer. Podłącza się do niego wszystkie analizatory – wykorzystując lokalną sieć Ethernet. Do komunikacji między korporacyjnym a lokalnym serwerem można wtedy zastosować modemy UMTS, funkcjonujące w APN sieci korporacyjnej. Ze względu na ograniczoną przepustowość łącza i koszt transmisji zaleca się ograniczenie ilości przesyłanych danych do niezbędnego minimum. Na ogół rezygnuje się w tej sytuacji z przesyłania plików w agregacji 3-sekundowej. Przykładowo transmisja danych modemem GPRS/LTE to 40 MB danych przesłanych do serwera i ok. 3 MB danych odbieranych przez jedno urządzenie w ciągu doby. W takim przypadku limit miesięczny dla karty SIM, dla jednego urządzenia, nie może być mniejszy niż 2 GB. Dobre wyniki przynosi kompresja przesyłanych plików i odpowiednia konfiguracja pytań

wysyłanych przez serwer. Przykładowo plik COMTRADE dla harmonicznych napięcia, zawierający 150 kanałów analogowych i 3 kanały cyfrowe dla 100 próbek 3-sekundowych, ma następujące rozmiary: plik.dat – 31 000 bajtów, plik.cfg – 11 762 bajty. Łącznie daje to: 42 762 bajtów. Po kompresji uzyskuje się plik.zip o rozmiarze 7335 bajty i stopniu kompresji 5,83. Poziom kompresji jest jednak zależny od zawartości kompresowanych plików. Często wystarczające jest odczytanie plików z urządzeń jednokrotnie w ciągu godziny. W przypadku dużej liczby urządzeń w systemie odczyt może następować nawet raz na kilka godzin, co znacznie odciąża serwer i łącze radiowe.

5. Serwer systemu

Podstawowym elementem systemu korporacyjnego jest korporacyjny serwer danych, pracujący w strukturze redundantnej i realizujący następujące zadania:

- automatyczne pobieranie danych z analizatorów i ich zapis do bazy danych
- wykonywanie oceny JEE i sporządzanie zestawień, wykresów, tabel, raportów

- udostępnianie danych i ich archiwizacja do dalszej obróbki
- wizualizacja wyników na różnych stanowiskach HMI.

Aby zapewnić odpowiednią efektywność procesu automatycznego pobierania danych z rozproszonych urządzeń pomiarowych jest niezbędne, aby pozyskiwane dane posiadały standardowy format. Jak już wskazano, najważniejszy w tym zakresie wydaje się COMTRADE. Integralną częścią serwera jest jego baza danych, w której dane są gromadzone i zarządzane. Najbardziej uzasadnione jest stosowanie profesjonalnej bazy SQL. Częstą praktyką jest wykorzystywanie jednego rodzaju bazy do archiwizowania pomiarów, a innej do archiwizowania map systemu. Takie podejście poprawia szybkość pracy serwera. Dane z serwera muszą być importowane i eksportowane w plikach COMTRADE lub PQDIF z i/do nadrzędnej bazy danych lub istniejącego oprogramowania nadrzędnego w celu poddania dalszej analizie lub tylko archiwizacji. Pliki te mogą być przekazywane za pomocą istniejących protokołów bazodanowych ODBC lub natywnych programów dla bazy SQL. Dane udostępniane przez bazę są podstawą do wykonania wszelkich analiz statystycznych przez odpowiednie oprogramowanie serwera. Wyniki tej analizy służą następnie do przygotowania raportów zgodności z odpowiednimi normami, np. PN-EN 50160 [5], rozporządzeniami [6] lub umowami pomiędzy dostawcą a odbiorcą energii elektrycznej. Mechanizmy zawarte w serwerze automatyzują proces raportowania poprzez samoczynne rozsyłanie do użytkowników systemu odpowiednio przygotowanych raportów oraz umożliwiają podgląd danych i raportów. Wygodną formą wizualizacji danych i raportów jest wykorzystanie funkcjonalności, jakie daje interfejs WWW, zapewniając dostęp do systemu wielu użytkownikom jednocześnie, przy zachowaniu mechanizmów bezpieczeństwa dostępu do danych.

Zasadne jest powiązanie informacji z korporacyjnych SMJEE z pracą systemów zarządzania wyłączeniami OMS (ang. *Outage Management Systems*). Pozwala to na uwzględnienie w SMJEE zdarzeń wynikających z pracy sieci, takich jak planowe wyłączenia, remonty, sytuacje awaryjne. Zagadnienia te są obecne w trakcie opracowania.

Przykładową zabudowę wydzielonego serwera jakości energii w typowej szafie 19" pokazano na rys. 2. Serwer jest zintegrowany z serwerem podstawowym oraz rezerwowym. W razie awarii jednego z nich praca jest automatycznie przejmowana przez drugi serwer bez utraty danych. Oba serwery są zasilane z napięcia gwarantowanego. W szafie serwera znajduje się także zegar czasu rzeczywistego, przełącznik sieciowy, listwy zasilania oraz lokalny terminal HMI, ułatwiający uruchamianie i serwisowanie systemu.

6. Synchronizacja czasu

Każdy AJE powinien posiadać wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego. Zegar ten musi być synchronizowany za pomocą zewnętrznego wzorca czasu GPS lub odpowiedniego protokołu sieciowego, na przykład PTP (ang. *Precision Time Protocol*). Możliwe jest także

zastosowanie standardu IRIG B. Zakłada się, że dokładność synchronizacji powinna być lepsza niż 10 µs. Synchronizacja czasu z taką dokładnością jest wskazana dla analizy i lokalizacji źródeł zaburzenia oraz obszarów ich rozprzestrzeniania i zaniku. Przykłady odnośnych rejestracji pokazano na rys. 3–4. Synchronizacja może być także realizowana poprzez protokół sieciowy SNTP, dedykowany do synchronizacji czasu. W tym przypadku uzyskuje się dokładność synchronizacji jedynie lepszą niż 1 ms. Uniemożliwia to jednak takie wykorzystanie rejestracji zaburzeń, o jakim powyżej wspomniano.

Zwykle analizatory synchronizują się, pobierając czas z serwerów już pracujących na stacjach, które z kolei są synchronizowane ze stacyjnego wzorca czasu.

7. Bezpieczeństwo systemów

Zapewnienie bezpieczeństwa informatycznego w korporacyjnych SMJEE musi posiadać najwyższy priorytet i wynikać z korporacyjnej polityki zapewnienia bezpieczeństwa systemów informatycznych. W tym kontekście przede wszystkim należy wykluczyć możliwość celowego lub nieświadomego zaburzenia pracy innych systemów. Szczególnie dotyczy to pracy systemów sterowania i nadzoru, z którymi SMJEE może posiadać potencjalne połączenia poprzez switche lub routery.

Aby wykluczyć nawet tylko potencjalne negatywne skutki, już na etapie tworzenia projektu systemu należy przeprowadzić analizę zagrożeń oraz przewidzieć środki bezpieczeństwa. W ich identyfikacji może pomóc rozważenie poniższych aspektów:

- sposób połączenia urządzeń AJE i serwerów z siecią stacyjną
- system haseł, wykluczający hasła typu: cyber security, admin, user
- podział uprawnień operacyjnych na odczyt danych, zarządzanie systemem, zgodnie ze standardem IEC TS 62351 [7]
- konfiguracja przełączników i routerów sieciowych zapewniająca rozdział logiczny sieci
- możliwość zainfekowania systemu, np. poprzez korzystanie z połączeń z Internetem.

Inna grupa zagrożeń może wynikać z możliwości nieautoryzowanego połączenia z urządzeniami pomiarowymi lub serwerami danych. Pomocne w ich wykryciu może być przeanalizowanie następujących kwestii:

- czy jest możliwe dokonanie nieuprawnionej modyfikacji plików konfiguracyjnych?
- czy wyniki pracy systemu i rejestrowane dane są niewrażliwe dla przedsiębiorstwa?

Zgodnie ze standardem [7], w systemach funkcjonujących na stacjach elektroenergetycznych konieczne jest wdrożenie co najmniej poniższych środków ochrony:

- stosowanie i aktualizacja oprogramowania antywirusowego
- blokowanie transmisji przychodzącej i wychodzącej, gdy jest niezgodna z regułami
- filtrowanie źródeł informacji, zapewniające przesyłanie danych poprzez wydzielone routery po wyspecyfikowanych trasach
- obowiązkowa rejestracja wszystkich zdalnych i lokalnych dostępu do systemu

- regularne wykonywanie testów sprawdzających poziom zabezpieczenia.

8. Korzyści stosowania systemów korporacyjnych

Początkowe wysokie koszty tworzenia systemu korporacyjnego mogą nie być akceptowane. Jednakże poniesione nakłady szybko się zwracają z powodu korzyści z użytkowania takiego systemu. W przypadku SMJEE można na pewno mówić o korzyściach ekonomicznych wynikających z szybkości i łatwości dostępu do danych bez potrzeby prowadzenia drogich, doraźnych pomiarów i analiz JEE.

Ewidentne są również korzyści z posiadania wiarygodnych danych, które mogą nie tylko służyć do oceny jakości energii, ale także mogą też być wykorzystane w obszarach dotyczących zabezpieczeń, inwestycji, klientów biznesowych i indywidualnych, marketingu, kontroli produkcji w firmach wytwórczych w zakresie:

- właściwego utrzymania sieci, gdyż dane pochodzą – w zależności od wielkości systemu – z kilkuset do nawet kilku tysięcy punktów pomiarowych
- podejmowania decyzji o koniecznych modernizacjach; posiadając komplet informacji łatwo zdecydować, gdzie należy lub nie należy zainwestować w nową infrastrukturę
- badania skutków zakłóceń atmosferycznych, pozwalające ocenić skuteczność ochrony przepięciowej
- diagnozowania przyczyn awarii dzięki analizie wartości prądów, napięć, asymetrii itd.
- szybkiego reagowania na awarie i ich pewną lokalizację, pozwalającą na właściwą reakcję obsługi na degradację parametrów jakościowych i ewentualne wykonanie prac zaradczych
- oceny JEE względem wielkości określonych w odpowiednich normach i umowach
- wykrywania zakłóceń wynikających z działalności odbiorców energii elektrycznej
- rozbudowy i porównania danych o pracy systemów i urządzeń w obszarze Smart Grid; w tym zakresie monitoring jakości sieci winien stanowić część rozwiązań Smart Grid.

Do korzyści można także zaliczyć automatyzację pomiarów, oceny jakości i raportowania. Możliwość raportowania przez e-mail, SMS, dziennik zdarzeń, sygnały alarmowe czy innego rodzaju media mogą wspomóc niezbędną analizę zaistniałych zjawisk. Zaletą jest także możliwość integracji z systemami dyspozytorskimi, ułatwiająca szybką analizę sytuacji awaryjnych.

Istotną staje się także możliwość wdrażania oceny stanu infrastruktury energetycznej, na przykład poprzez rozwój i stosowanie algorytmów porównawczych typu *health index* oraz dzięki nowym funkcjonalnościom, takim jak rejestracja i analiza tych samych zaburzeń przez urządzenia pomiarowe zlokalizowane na różnych stacjach.

Należy także podkreślić, że system korporacyjny może być budowany wieloetapowo.

9. Wnioski

Dostarczenie syntetycznych danych użytkownikowi systemu, określających, czy

jakość dostarczonej lub pobieranej energii jest zgodna z wymaganiami i wskaźnikami, określonymi w umowie o dostawie energii, może być efektywnie realizowana w systemach korporacyjnych.

Obecnie funkcjonalność urządzeń do pomiaru parametrów JEE jest ciągle rozszerzana, na przykład o funkcje rejestracji zakłóceń sieciowych, pomiaru prądów i mocy, wielokanałowej transmisji danych. Jednakże nowe funkcje urządzeń pomiarowych zwiększą możliwości systemów korporacyjnych tylko wtedy, gdy systemy te będą wyposażone w adekwatne algorytmy przetwarzania gromadzonych danych w informacje.

Systemy korporacyjne umożliwiają wprowadzenie nowych funkcjonalności dotyczących lokalizacji miejsca i źródła zaburzeń, a także wykorzystanie gromadzonych danych do poprawy zarządzania majątkiem i lepszego planowania inwestycji.

Tworzenie systemów korporacyjnych wymaga wdrożenia i bezwzględnego przestrzegania zasad bezpieczeństwa systemów informatycznych.

W strukturze korporacyjnych systemów SMJEE zalecane jest stosowanie komunikacji poprzez łącza światłowodowe, zapewniającej dużą przepustowość i odporność na zakłócenia. Łącza typu GPRS/LTE wprowadzają ograniczenia w zakresie i ilości przesyłanych danych.

Wdrożenie standardu PN-EN 61850 [4] ułatwi integrację urządzeń stosowanych do pomiarów parametrów JEE w systemach automatyki stacyjnej.

Bibliografia

1. PN-EN 61000-4-30:2011 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC), część 4–30, Metody badań i pomiarów – Metody pomiaru jakości energii.
2. Analizatory Jakości Energii, Standardowe Specyfikacje Techniczne, PSE Operator SA, grudzień 2013.
3. Gil W., Wronek P., Wdrażanie urządzeń i systemów do monitoringu i oceny jakości energii elektrycznej, *Acta Energetica* 2014, nr 1/18.
4. IEC 61850-7-4:2010(E), Communication networks and systems for power utility automation, Basic communication structure. Compatible logical node classes and data object classes, s. 7–4.
5. PN-EN 50160:2010 Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych.
6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki „W sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”, z 4 maja 2007.
7. Technical Standard (IEC TS), 62351–Power system management and associated information exchange. Data Communications Security, pp. 2, 3, 4, 6 ed. 1 (2007), p. 8 ed.1 (2011), s. 5 ed. 2 (2013).

Wiesław Gil

mgr inż.

MIKRONIKA

e-mail: wieslaw@mikronika.com.pl

Ukończył Wydział Elektryczny Politechniki Poznańskiej (1983). Jest 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.