

NOWE ROZWIĄZANIA W URZĄDZENIACH I SYSTEMACH ON-LINE MONITOROWANIA I OCENY JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Justyna BRELIŃSKA¹, Wiesław GIL²

1. Mikronika sp. z o.o.
tel.: 61-66 55 600 e-mail: justyna.brelinska@mikronika.com.pl
2. Mikronika sp. z o.o.
tel.: 61-66 55 600 e-mail: wieslaw.gil@mikronika.com.pl

Streszczenie: Wprowadzanie źródeł odnawialnych i restrukturyzacja zapotrzebowania na energię elektryczną powoduje także konieczność monitorowania i oceny przepięć i zaburzeń typu „transients”. Postuluje się również wprowadzenie oceny zaburzeń przewodzonych prądu o częstotliwościach do 150 kHz. Wymaga to pomiarów odnośnych wielkości w urządzeniach mierzących parametry jakości energii elektrycznej (JEE). Bardzo istotny staje się brak standaryzacji protokołów transmisji danych z urządzeń pomiarowych JEE. Wprowadza to szereg ograniczeń w rozwoju systemów do monitoringu i oceny JEE. Daje się zauważyć działania zmierzające do wprowadzenia standardu komunikacyjnego opartego o protokół IEC 61850 do urządzeń pomiarowych JEE. Raport IEC dotyczący odnośnej normy jest już dostępny. Istotnie zwiększają się także wymagania dotyczące bezpieczeństwa informatycznego dotyczące pozyskiwania, transmisji i gromadzenia danych o jakości energii elektrycznej. Konieczne jest stosowanie znormalizowanych i certyfikowanych rozwiązań w tej dziedzinie.

Słowa kluczowe: zaburzenia transients, standaryzacja wymiany danych, bezpieczeństwo systemów, ocena jakości energii.

1. KONIECZNOŚĆ WPROWADZENIA NOWYCH ROZWIĄZAŃ

1.1. Generacja rozproszona, a jakość energii

Wprowadzanie do energetyki generacji rozproszonej, opartej w dużej mierze na źródłach odnawialnych, wiąże się ze stosowaniem technologii przetwarzania i przesyłania energii elektrycznej, wpływających negatywnie na jej jakość. Pogorszeniu ulegają mierzone dotychczas wskaźniki JEE, oparte na poziomach napięć, flikerach, asymetrii, harmonicznych prądu i napięcia. Pojawiają się nowe lub bardziej intensywne zjawiska związane z częstszymi przełączeniami obwodów zasilania, niepoprawnie zsynchronizowanymi załączeniami wyłączników, rezonansami w uzwojeniach transformatorów, pracą układów przekształtnikowych. Mogą się one objawiać zaburzeniami napięciowymi o różnym poziomie i czasie trwania, w tym szybkimi przepięciami „transients”. Takie zaburzenie opisuje impuls udarowy „surge” wg normy PN-EN 61000-4-5 [1] o czasie narastania 1,2 μ s i czasie opadania 50 μ s i wartości piku osiągającej kilkaset tysięcy kV, a nawet więcej.

Inne szybkie zaburzenia wprowadzane do sieci głównie przez układy przekształtnikowe w źródłach fotowoltaicznych i pompy ciepła, to tak zwane „supraharmoniczne”,

definiowane jako harmoniczne przebiegi prądu o częstotliwościach od 2 kHz do 150 kHz. Powodują one awarie oświetlenia LED, uszkodzenia sprzętu gospodarstwa domowego, niekorzystne efekty świetlne i dźwiękowe [2]. Należałoby zatem monitorować powyższe zaburzenia, oceniać ich wpływ na stan infrastruktury oraz podejmować środki zaradcze.

Należy oczekiwać, że nowoczesne urządzenia i systemy do pomiaru i oceny odnośnych wskaźników JEE będą posiadały zdolność identyfikacji, rejestracji i oceny przepięciowych zaburzeń dorywczych i szybkich przebiegów nieustalonych „transients”. Obecnie stosowane urządzenia do pomiaru parametrów JEE zgodnie z wymaganiami klasy A [3], nazywane często analizatorami jakości energii elektrycznej (AJEE) identyfikują zaburzenia dorywcze napięcia, rozumiane jako wzrosty, spadki i przerwy w dostawie napięcia o czasie trwania od 10 ms. Definicje długości trwania danego zaburzenia zależą już jednak od dokumentu normatywnego lub rozporządzenia formułującego zasady oceny. Obecnie brak zasad oceny wpływu częstości wzrostów napięcia, szczególnie powyżej napięcia maksymalnego urządzeń i czasu trwania tych wzrostów na stan izolacji urządzeń. O potrzebie badań i analiz tych zagadnień świadczy planowane w tym roku utworzenie grupy roboczej CIGRE, która będzie zajmować się tą tematyką.

Identyfikacja i ocena zaburzeń typu transients i supraharmonicznych w instalacjach AJEE jest problematyczna, gdyż stosowane przekładniki napięciowe mają za małe pasmo przenoszenia. Aby sprostać temu wyzwaniu, na zeszłorocznej sesji CIGRE zaproponowano w jednym z artykułów wykorzystanie izolatorów przepustowych do identyfikacji zaburzeń tego typu [4]. Należy podkreślić, że w naszym kraju od kilku lat wykorzystuje się takie instalacje [5], omówione w dalszej części artykułu, między innymi do monitorowania „transients”. Ostatnio uruchomiono je w nowych blokach w elektrowniach Opole oraz Jaworzno.

1.2. Brak standaryzacji odczytu danych

Na zeszłorocznej sesji CIGRE zadano pytanie wprowadzające do dyskusji, jakie jest doświadczenie użytkowników systemów do oceny JEE w przetwarzaniu danych wejściowych w celu uzyskania jak największej pozytywnej informacji, wynikających ze zwiększenia

wolumenu danych i stosowania zaawansowanych algorytmów obliczeniowych. Odpowiedzi na powyższe pytanie nie udzielił nikt z uczestników tej sesji.

Naszym zdaniem, wynika to z ograniczenia rozwoju zintegrowanych systemów do oceny JEE, którego powodem jest **brak standaryzacji struktur danych i protokołów wymiany danych z AJEE**. Sens tworzenia zaawansowanych algorytmów analizy istnieje, gdy w strukturze typu „jezioro danych” można łatwo umieścić, a potem wybrać dane pochodzące z różnych obszarów, z różnych urzędzeń, od różnych dostawców. Obecnie przedsiębiorstwo, które zakupi kilka przyrządów danego typu jest skazane na zakup kolejnych, takich samych AJEE, gdyż poniosło już koszty wdrożenia oprogramowania systemowego! **Blokada rynku wynika z tego, że transmisja danych z AJEE nie jest zestandaryzowana. Producenci nagminnie stosują protokoły fabryczne.**

O powyższym zjawisku pisaliśmy przed kilkoma laty w artykule opublikowanym podczas konferencji „APE” w 2015 roku [6]. Ponownie poruszamy to zagadnienie, gdyż skutki braku standaryzacji są już zauważalne.

Nie tworzy się dużych systemów integrujących po kilkaset lub nawet kilka tysięcy urzędzeń. Nie ma presji na nowe rozwiązania, np. integrujące pomiary fazorów w AJEE. Skutkuje to tym, że przedsiębiorstwa nie widzą korzyści z nowych technologii, bo ich nie wdrażają.

Częściowym rozwiązaniem jest wdrażanie tak zwanych systemów producentów ze ściśle zdefiniowanym interfejsem do współpracy z systemem korporacyjnym. Takie podejście zastosował jeden z krajowych koncernów dystrybucyjnych, co przedstawimy w jednym z kolejnych punktów artykułu.

Standaryzacja protokołów transmisji danych jest jednak nieunikniona. Zwiastunem tego trendu jest opublikowanie raportu IEC TR 61850-90-17 [7] oraz obecność na rynku urzędzeń, które mogą funkcjonować zgodnie z wymaganiami proponowanego standardu – być może po uzupełnieniach oprogramowania. Z tych też przyczyn opublikowanie tego raportu i być może w przyszłości odnośnej normy, należy uważać za czynnik, który wymusza bardzo istotne zmiany w konstrukcji sprzętu, protokołów komunikacyjnych i struktury systemów. Raport ten zasługuje zatem na szersze omówienie w dalszej części artykułu.

1.3. Kamień milowy „Bezpieczeństwo”

Urządzenia i systemy pomiarowe funkcjonujące w sieci komunikacyjnej, do której są podłączone inne systemy, muszą podlegać ochronie przed zagrożeniami „cyber security”. Niestety, zwiększa się wymagany stopień tej ochrony dla systemów i dla urzędzeń. Rozwiązania wystarczające przed kilkoma laty, jak np. stosowanie firewalli, routerów, haseł dostępu, a nawet bezpiecznych protokołów transmisji, dzisiaj są już nieodpowiednie.

Problemy bezpieczeństwa stały się swoistym kamieniem milowym w budowie urzędzeń oraz systemów nie tylko związanych z JEE. Jest to wyzwanie, które komplikuje opracowania i zwiększa koszty, ale daje także szansę wprowadzenia ciekawych rozwiązań. Mogą to być bezpieczne serwery konfiguracji lub „sejfy” wrażliwych danych. Charakterystykę bezpiecznego rozwiązania, przeznaczonego dla akwizycji parametrów JEE w sieci SN/nN ze zintegrowanym bezpieczeństwem dla sprzętu, zbierania danych i warstwy przetwarzania danych w informację, zamieściliśmy w dalszej części niniejszego opracowania.

2. WYKORZYSTANIE IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH DO MONITOROWANIA ZABURZEŃ NAPIĘCIOWYCH

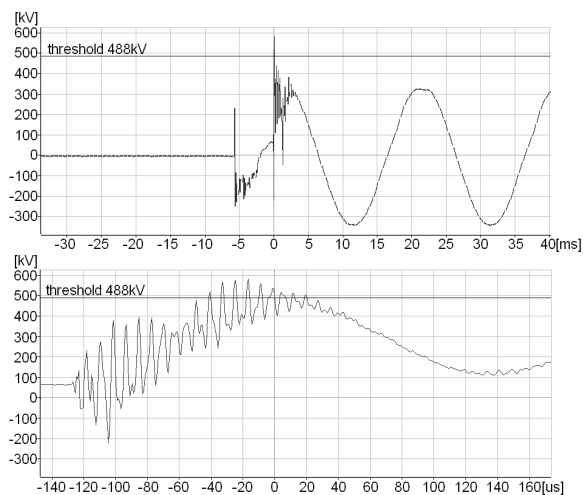
Stosowane na stacjach elektroenergetycznych przekładniki pomiarowe posiadają pasmo przenoszenia sygnału, typowo do około 50 harmonicznej. W niektórych wersjach jest możliwe przenoszenie sygnału do 10 kHz, ale to zbyt mało dla identyfikacji zaburzeń „transients”. Rejestratory zakłóceń stosowane na stacjach energetycznych muszą być przygotowane do identyfikacji szybkich zaburzeń pod kątem zastosowanych przetworników pomiarowych, filtrów wejściowych, układów wyzwalania.

Przekładniki napięciowe nie pozwalają zatem także na identyfikację supraharmonicznych. Problem ten omówiono w pracy [4]. Obecnie brak urzędzeń do pomiaru on-line takich zaburzeń. Do identyfikacji supraharmonicznych proponuje się stosowanie przestrajalnych filtrów pasmowych, oraz dyskretnej transformacji Fouriera. Potencjalne urzędzenia musiałyby być wsparte układami programowalnymi typu FPGA (ang. Field Programmable Gate Arrays). Byłaby w nich zaimplementowana logika pomiarów, przekazywanie danych do pamięci, obsługa procesora DSP (ang. Digital Signal Processing) wykonującego obliczenia. Powyższe, rozwiązania konstrukcyjne omówiono w pracy opublikowanej podczas tegorocznej konferencji CIRED [8].

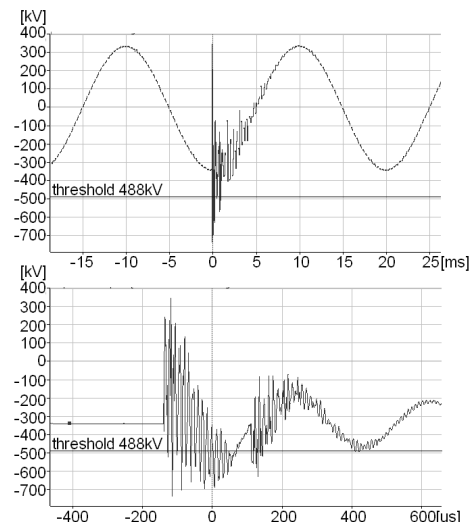
Do pomiaru przepięć i zaburzeń typu transients można wykorzystać izolatory przepustowe. Na kilku przesyłowych stacjach energetycznych w Polsce oraz ostatnio na kilku transformatorach w nowo oddawanych blokach energetycznych, zainstalowano moduły monitoringu izolatorów przepustowych on-line. Identyfikują one i rejestrują zaburzenia, w tym szybkie przepięcia typu „transients” pochodzące od operacji łączeniowych na stacji lub docierające z linii zewnętrznych. Umożliwiają one identyfikację przepięć zwarciovych, zaburzeń wywoływanych zakłóceniami w pracy wyłączników, a także zjawisk rezonansowych.

Omawiane instalacje wykorzystują „metodę napięciową” [9] monitorowania stanu izolatora przepustowego. W gniazdach pomiarowych izolatorów przepustowych instaluje się sondy pomiarowe z kondensatorem pomiarowym, tworzącym dzielnik pojemnościowy z pojemnością przepustu. Dzielnik jest połączony pomiędzy zaciskiem liniowym, a masą kadzi transformatora ze środkiem dołączonym do zacisku pomiarowego i doprowadzonym poprzez układy zabezpieczające do układu pomiarowego. Pojemność dzielnika dobiera się tak, aby napięcie na zacisku pomiarowym wynosiło kilkanaście woltów.

Metoda napięciowa oprócz wyznaczania wskaźników jakości izolacji izolatora przepustowego, czyli pojemności C1 oraz współczynnika strat dielektrycznych tgδ [9], umożliwia zidentyfikowanie oraz zarejestrowanie wartości chwilowych, a także przebiegów RMS napięcia występującego na zacisku pomiarowym. Przebiegi te odpowiadają przebiegom na zaciskach liniowych. Wartości tych napięć są rejestrowane i archiwizowane w systemie monitoringu izolatorów przepustowych wraz innymi parametrami układu izolacyjnego. Na rysunku 1 pokazano rejestrację zaburzeń typu „transient”, które wystąpiły podczas załączenia transformatora wysokonapięciowego BAT w jednej z elektrowni. Rysunek 2 pokazuje zaburzenia zarejestrowane na linii 400 kV.



Rys. 1. Załączenie transformatora BAT



Rys. 2. Przepięcia „transient” w linii 400 kV

Rejestracje wykonują się w systemie monitoringu, w którym także wykonywana jest selekcja występujących przepięć, co pokazuje rysunek 3. Gdy zostanie zidentyfikowane przepięcie z danego przedziału, to zwiększana jest wartość odpowiedniego licznika. Identyfikuje się przepięcia przekraczające parametryzowany dla danej sieci poziom wyzwolenia. Rozróżnia się przepięcia

o czasie trwania poniżej 50 μ s oraz przepięcia o czasie trwania z przedziału 50 μ s do 200 ms - jako tak zwane przepięcia łączeniowe. Przepięcia o czasie między 200 ms, a 1 s oraz między 1 s, a 10 s klasyfikuje się jako przepięcia chwilowe. Przepięcie o czasie trwania przekraczającym 10 s są zaliczane do przepięć długotrwałych. Powyższy podział wprowadzono po konsultacjach z użytkownikiem systemu.

Temperatura [°C]	otoczenia	15.5	14.8	13.2	11.5	11.7	
	oleju	37.2	35.1	35.6	36.3	37.3	
	rdzenia	169.3	58.2	72.7	49.0	47.3	
	hot spot DN(DN1) / DN2	41.1 /	36.8 /	37.4 /	36.3 / 37.1	37.3 / 37.3	
Izolatory przepustowe		W normie	Dziennik	W normie	Dziennik	W normie	Dziennik
Przepięcia łączeniowe t < 200ms		Zerowanie		W normie		Dziennik	
Przepięcia dorywcze 200ms < t < 10s		W normie		Dziennik		W normie	
Przepięcia długotrwałe 10s < t		W normie		Dziennik		W normie	

Rys. 3. Monitoring przepięć w systemie monitoringu transformatorów

Na rysunku 4 pokazano fragment ekranu systemu monitoringu transformatorów przedstawiający szczegóły dotyczące monitorowanych zaburzeń łączeniowych typu transients w nowobudowanych blokach energetycznych. Na tym rysunku zestawiono dane o przepięciach łączeniowych

dla transformatorów BAT10, BAT20, BAT30 czyli wyprowadzających moc z generatorów. System umożliwia utworzenie i analizowanie statystyk wyselekcjonowanych przepięć, dziennika przepięć łącznie z czasami wystąpienia poszczególnych zjawisk oraz ich oscylogramów.

Przepięcia łączeniowe				
		Dziennik przepięć	Dziennik przepięć	Dziennik przepięć
		Oscylogramy przepięć	Oscylogramy przepięć	Oscylogramy przepięć
Transformator		06BAT10GT001	06BAT10GT002	06BAT10GT003
Opis wielkości		L GN	L GN	L GN
488 kV	Ostatnie przekroczenie poziomu	0000-00-00 00:00	2019-09-19 13:46	2019-09-15 20:30
	Licznik przepięć o czasie trwania poniżej 50 μ s	0	20	7
	Licznik przepięć o czasie trwania z zakresu 50 μ s ~ 200ms	0	3	0

Rys. 4. Statystyka przepięć łączeniowych

Zdarzeniowy mechanizm rejestracji zaburzeń przepięciowych daje możliwość integracji z systemem oceny JEE. Szczególnego znaczenia nabiera ujednoczenie zapisów danych w obu systemach i zintegrowanie interfejsów wymiany informacji.

Autorzy bardzo dziękują pracownikom Eksploatacji Elektrowni, którzy udostępniili prezentowane rejestracje. Należy jednocześnie zaznaczyć, że zaprezentowane dane mają wyłącznie charakter poglądowy.

3. STANDARYZACJA PROTOKOŁÓW WSPÓŁPRACY Z URZĄDZENIAMI POMIAROWYMI

Standaryzacja transmisji danych w systemach i urządzeniach JEE ułatwiłaby pozyskiwanie danych z innych systemów i urządzeń. Nadaje się do tego celu standard IEC 61850, który obejmuje coraz większą grupę urządzeń i systemów. Standard ten wprowadza pojęcie „węzłów logicznych” LN (ang. Logical Node),

przyporządkowanych do konkretnych urządzeń LD (ang. Logical device). Węzły logiczne są to standaryzowane obiekty, zdefiniowane poprzez dane oraz metodę ich pozyskania. Zawierają one nazwę węzła, klasę danych, dane, atrybuty danych. Zasady tworzenia węzłów logicznych i ich przyporządkowywania do urządzeń określono w normie [10]. Omawiany standard, pozwala na dekompozycję złożonej funkcjonalności konkretnego urządzenia. W omawianym przypadku to analizator JEE.

W tabelicy 1 pokazujemy listę standardowych węzłów dotyczących jakości energii, które zdefiniowano w edycji normy IEC 61850-7-4 ed.2 [11], dostępnej od roku 2010. Nie ma zatem przeszkód aby urządzenia pomiarowe JEE deklarujące zgodność z tą normą, tak udostępniały dane.

Tablica 1. Węzły logiczne parametrów PQ dostępne w standardzie PN-EN 61850-7-4

L.p.	Nazwa węzła	Opis
1.	MHAI	Harmoniczne
2.	MFLK	Flicker
3.	MADV	Moce
4.	QFVR	Zmiany częstotliwości
5.	QITR	„Transients” prądów
6.	QUIB	Zmiany asymetrii prądów
7.	QVTR	„Transients” napięć
8.	QVUB	Zmiany asymetrii napięć
9.	QVVR	Zmiany napięć

W 2017 roku opublikowano wspomniany już raport techniczny IEC [7], definiujący struktury węzłów logicznych dla podstawowych parametrów JEE, które powinny być mierzone przez przyrządy klasy A. Określono także standardowy sposób zapytań i odpowiedzi dla parametrów dotyczących nie sycyfikowanych, czyli dla zaburzeń emisyjnych przewodzonych w paśmie 2 kHz do 9 kHz oraz w paśmie 9 kHz do 150 kHz, a także dla harmonicznym, interharmonicznym prądu, rejestracji prądu.

W tym raporcie, w punkcie 5.10 wyspecyfikowano przesyłanie zdarzeń dotyczących JEE. Zdefiniowano struktury węzłów logicznych dla zapadów, wzrostów, przerw zasilania oraz szybkich zmian napięcia zasilania (RVC). Podano także nazwę nowego węzła LN QITR dla „transients” stwierdzając jednocześnie, że rejestracja tego rodzaju zaburzeń nie jest obowiązkowa, aczkolwiek zalecana i może dostarczyć cennych informacji. W punkcie 6 raport podaje zasady tworzenia węzłów logicznych dla przesyłania parametrów JEE agregowanych w 200 ms, 3 s, 10 s, 10 min, 120 min. Raport zakłada przesyłanie tych plików w formacie PQdiff [12] poprzez struktury zgodne ze standardem PN-EN 61850 [11]. Zasady zdefiniowane w raporcie mogą stanowić podstawę projektu AJEE i systemu oceny JEE kompatybilnego ze standardem PN-EN 61850 [11].

4. SYSTEMY CENTRALIZOWANE OCENY JEE

4.1. Remedium na stosowanie protokołów fabrycznych

Każdy z producentów AJEE oferuje specjalizowane, często własne oprogramowanie do ich obsługi, umożliwiające konfigurację właściwości pomiarowych w zależności od przeznaczenia i miejsca instalacji, diagnostykę, wspomaganie w trakcie uruchomienia oraz co najistotniejsze – odczyt danych. Oprogramowanie to komunikuje się z urządzeniami w protokołach fabrycznych. Niektórzy producenci oferują zintegrowane moduły programowe, zawierające analizę danych, konfigurowalne

raportowanie zgodne z normą PN-EN 50160 [13] i odpowiednimi rozporządzeniami, wykresy, mapy instalacji.

Często uruchomienie i działanie poszczególnych modułów programowych jest związane z opłatami licencyjnymi, co wspiera model biznesowy producenta urządzeń. Programy te są stosunkowo proste dla obsługi pojedynczych urządzeń przenośnych lub stacjonarnych, nawet jeśli pracują w trybie on-line. Na ogół każdy z producentów analizatorów JEE oferuje oprogramowanie do zbierania danych z wielu AJEE. Złożoność tego oprogramowania rośnie, w zależności od liczby obsługiwanych urządzeń i zakresu funkcjonalnego.

Dochodzimy tutaj do sygnalizowanego na wstępie fundamentalnego zagadnienia, jak ma postąpić instytucja lub przedsiębiorstwo, które już zakupiło kilka, kilkanaście lub kilkadziesiąt urządzeń AJEE, a chce stworzyć zintegrowany, obszarowy system monitoringu i oceny JEE? Załóżmy, że posiada urządzenia kilku różnych producentów – różniące się protokołami transmisji. Do tego nie wszyscy są skłonni te protokoły ujawnić ze względu na wspomniany powyżej, „przyjęty model biznesowy”.

Wyjściem jest budowa tak zwanego systemu producenckiego. System taki ma obsługiwać wszystkie AJEE danego rodzaju i udostępniać dane w ściśle zdefiniowany, zunifikowany sposób. Dane mają być dostępne dla obsługi oraz dla systemu nadrzędnego, którego zadaniem będzie integracja danych z systemów producenckich dla realizacji zaawansowanych algorytmów obróbki zunifikowanych danych.

4.2. Struktura systemu producenckiego

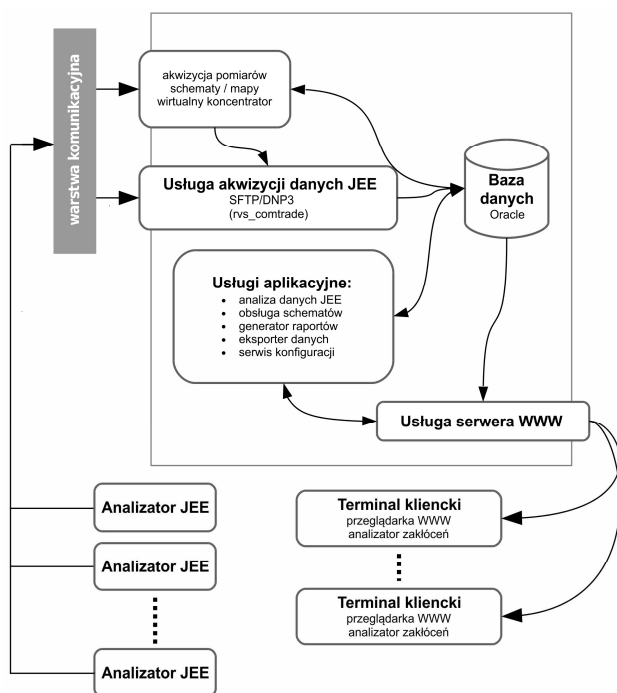
Ogólna struktura systemu producenckiego, wdrożonego w jednym z krajowych koncernów dystrybucji energii elektrycznej, została przedstawiona na rysunku 5. Podstawowym elementem tego systemu jest **warstwa komunikacyjna**, tworząca interfejs pomiędzy usługą akwizycji danych JEE i tak zwanych pomiarów „on-line”. Dane JEE są to agregacje zgodne z PN-EN 61000-4-30 [3] oraz pliki opisujące zdarzenia, wymagane do realizacji oceny JEE. Są one przesyłane w omawianym rozwiązaniu w formacie COMTRADE [14]. Dane „on line” to dane odczytywane bezpośrednio z **Analizatorów JEE** i wykorzystywane do tak zwanych funkcji miernika, czyli pokazywania wartości parametrów JEE, wykonywania wykresów wskazowych, prezentacji na mapach. Dane „on line” są przesyłane w czasie rzeczywistym, w protokole DNP 3.0.

Odczyt danych jest realizowany poprzez **usługę akwizycji danych JEE**, obsługującą bezpieczny protokół SFTP (ang. Secured File Transfer Protocol). W ten sposób przesyłane są pliki COMTRADE, zawierające zagregowane dane JEE. Do **bazy danych** trafiają tylko dane JEE. Nie przechowuje się danych „on-line”.

Dla użytkownika systemu istotna jest grupa **usług aplikacyjnych**, która konstituuje właściwości funkcjonalne systemu. Obejmuje ona analizę danych JEE, obsługę schematów, generator raportów, eksport danych, serwis konfiguracji. **Usługa serwera www** obejmuje wszystkie funkcjonalności związane ze zdalnym dostępem **terminali klienckich** do systemu, poprzez bezpieczne mechanizmy strony www.

Poszczególne usługi tworzące system, są osadzone w wirtualnym środowisku informatycznym. Dzięki temu jest możliwe wprowadzenie jednolitych zasad dla kolejnych systemów producenckich, dotyczących zarządzania

usługami, zasobami oraz konserwacją. Łatwiejsze jest też wdrożenie korporacyjnych ustaleń dotyczących bezpieczeństwa informatycznego. Można też oczekiwać, że prostsza będzie analiza zunifikowanych danych przez docelowy system nadrzędny, korzystający prawdopodobnie z tej samej bazy danych



Rys. 5. Struktura systemu produkcyjnego

5. SYSTEMY CENTRALIZOWANE OCENY JEE

5.1. Konieczne rozwiązania w świetle nowych wyzwań

Do niedawna zakładano, że systemy monitoringu nie podlegają szczególnym zagrożeniom bezpieczeństwa informatycznego. Wystarczyło uniemożliwić celowe lub nieświadome zaburzenia pracy systemów sterowania i nadzoru, z którymi te systemy mogły posiadać potencjalne połączenia poprzez switchy lub routery. Tworząc projekt, należało zatem przeprowadzić analizę zagrożeń, uwzględniając poniższe aspekty:

- sposób połączenia urządzeń AJEE i serwerów z siecią stacijną,
- przeanalizować system haseł i wykluczyć hasła typu „cyber”, „security”, „admin”, „user”,
- tak zaprojektować konfigurację routerów sieciowych, aby uzyskać rozdział logiczny sieci,
- obligatoryjnie rejestrować wszystkie zdalne i lokalne dostępy do systemu.

Okazało się, że dzisiejsze zagrożenia mogą dotyczyć nie tylko celowych lub nieumyślnych ingerencji w inne systemy elektroenergetyczne poprzez realizację ukrytych połączeń poprzez systemy monitoringu. Zaburzenie samych systemów monitoringu może być niebezpieczne, gdyż te systemy mogą współdzielić zasoby sprzętowe w wirtualnym środowisku informatycznym, co bezpośrednio doprowadzi do jego degradacji. Środowisko to może zostać mimowolnie zainfekowane wirusami lub celowo spenetrowane oprogramowaniem szpiegującym. Za niebezpieczne uznaje się połączenia bezprzewodowe GPRS/LTE, nawet realizowane w dedykowanych APN.

Okazało się także, że należy ograniczyć dostęp do danych gromadzonych przez systemy monitoringu JEE.

Należą one do kategorii danych wrażliwych. Informacje statystyczne i zapisy o awariach mogą stanowić argument w negocjacjach z firmami ubezpieczeniowymi. Coraz częściej te dane są także wykorzystywane do oceny roszczeń klientów niezadowolonych z jakości dostarczanej energii. Informacje o awariach i ich przyczynach mogą także wpływać na ocenę stanu infrastruktury, a tym samym na wycenę spółek giełdowych.

Pojawiła się zatem konieczność wprowadzenia wyższego poziomu ochrony „cyber security”, i to zgodnego ze standardami. Standaryzacja na przykład zgodnie z IEC/TS 62351 [15] ma tą zaletę, że umożliwia certyfikację wprowadzonych rozwiązań przez niezależne instytucje, takie jak KEMA lub APPLIED RISC.

Nowe podejście do bezpieczeństwa systemów polega na wprowadzeniu, zgodnie z przyjętym standardem, elementów budujących poszczególne zapory bezpieczeństwa w sprzęcie, komunikacji i w warstwie serwerowej. Są to takie elementy jak certyfikaty bezpieczeństwa, którymi system zarządza cały czas, zasady autoryzacji i uwierzytelniania transmisji i poszczególnych poleceń czy wprowadzanie tzw. „hardeningu”. Wszystkie elementy są ze sobą zintegrowane tworząc wielowarstwową barierę ochronną. Wśród tych elementów można wyróżnić:

- **DM** – funkcje centralnego zarządzania,
- **RADIUS, TACACS** – funkcje uwierzytelniania i autoryzacji (autentykacji) centralnej,
- **SCEP** (ang. Simple Certificate Enrollment Protocol); automatyczne odnawianie certyfikatów w czasie rzeczywistym,
- **OCSF** (ang. On Line Certificate Status Protocol); weryfikacja certyfikatów w czasie rzeczywistym,
- **RBAC** (ang Role Based Acces Control); zdefiniowanie roli i odpowiednie przydzielenie uprawnień,
- **Hardening**; usunięcie lub zablokowanie nieużywanych usług, deaktywacja niepotrzebnych użytkowników, lista dozwolonych hostów dla łączności, tylko protokoły bezpieczne https, SFTP..., silne hasło, blokada dostępu po czasie sesji lub po nieudanym logowaniu,
- **przechowywanie danych wrażliwych**; w sejfach programowych lub sprzętowych – np. rozwiązania oparte o moduły TPM, (ang. Trusted Platform Module) specjalne komponenty z szyfowaną strukturą do kodowania informacji wrażliwych, takich jak hasła, klucze do szyfrowania i do uwierzytelniania transmisji.

5.2. Bezpieczne pomiary JEE w sieciach SN/nN

Powyżej przedstawione metody zastosowano w projekcie DALI wdrażanym w Holandii od kilku lat przez koncern energetyczny Enexis. Cały system pełni poniższe zadania:

- steruje publicznym oświetleniem ulicznym oraz taryfami rozliczeniowymi,
- monitoruje obciążenie transformatorów nN,
- monitoruje wskaźniki zwarcia w celu redukcji wskaźnika SAIDI,
- odczytuje dowolne skonfigurowane dane z liczników energii,
- przesyłanie do centralnej bazy wszystkich danych pomiarowych,
- gromadzi dostępne dane JEE, takie jak napięcia, moce, prądy, harmoniczne prądów.

System tworzą poniższe komponenty:

- sterowniki RTU typu DALI-Box, instalowane w sieci SN/nN,

- oprogramowanie do centralnego zdalnego zarządzania sterownikami DALI-Box, w tym jednocześnie konfiguracji wielu sterowników,
- oprogramowanie do centralnego bezpiecznego zarządzania wewnętrznym oprogramowaniem firmware sterowników DALI-Box i procesem ich jednocześnie aktualizacji,
- oprogramowanie korporacyjne projektu DALI w środowisku centralnym ENEXIS.

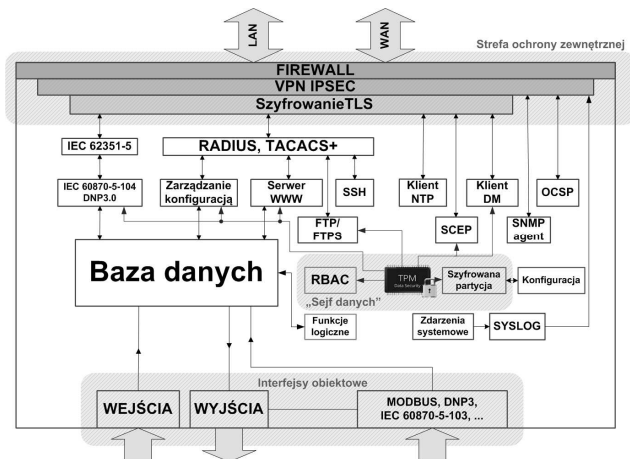
Podstawowym komponentem pomiarowo-wykonawczym systemu jest produkowane w Polsce urządzenie DALI-Box, pokazane na rysunku 6.



Rys. 6. Sterownik DALI-box z funkcjami pomiaru mocy i harmonicznych prądu

Przesyłanie danych z DALI-Boxa jest realizowane w bezpieczny sposób ogólnie dostępnymi łączami GPRS/LTE do tak zwanego „jeziora danych” usytuowanego w środowisku centralnym. **Co szczególnie ważne, użytkownik systemu narzucił zastosowanie standardowego protokołu transmisji danych.** Obróbka danych przebiega w specjalizowanych aplikacjach, służących do sterowania pracą sieci, zarządzania zasobami lub np. do wykrywania punktów nielegalnego poboru energii. W tym ostatnim aspekcie szczególnie przydatna okazuje się być analiza harmonicznych prądu.

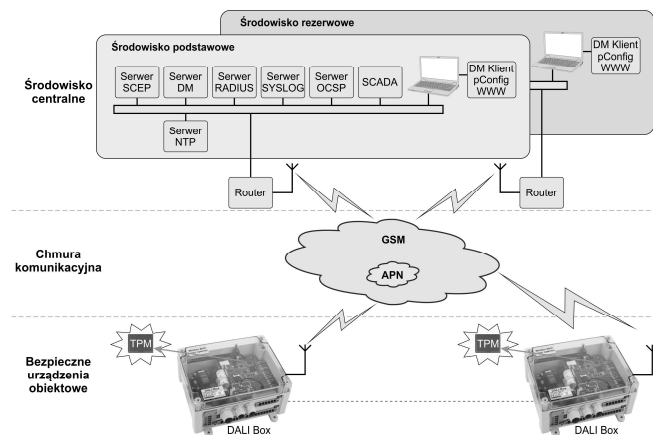
Schemat blokowy RTU DALI-Box pokazano na rysunku 7. Blok dwustanowych interfejsów wejściowych służy do akwizycji stanu wkładek bezpiecznikowych i sygnalizacji zadziałania zabezpieczeń. Sygnały wyjściowe są wykorzystywane do sterowania oświetleniem i sterowania taryfami. DALI-Box odczytuje liczniki energii poprzez interfejs protokołu P1 lub inne urządzenia poprzez interfejs MODBUS.



Rys. 7. Wewnętrzna struktura DALI-box

Wykonywane pomiary obejmują także pomiar parametrów jakości energii, takich jak napięcia, moce, energie, prądy, harmoniczne prądów. Wszystkie zmierzone dane są transmitowane w bezpieczny sposób poprzez tunele VPN IPsec, a dostęp do urządzenia chroniony jest przez wbudowany FIREWALL. W urządzeniu zaimplementowano mechanizmy służące do bezpiecznego zarządzania konfiguracją i oprogramowaniem, usługi centralnego uwierzytelniania i autoryzacji RADIUS oraz TACACS+ oraz walidację certyfikatów bezpieczeństwa w protokole OCSP. Certyfikaty używane do bezpiecznego zestawienia tuneli VPN są odnawiane automatycznie przy użyciu protokołu SCEP.

Funkcje bezpieczeństwa zaimplementowane w sterowniku DALI-Box mają swoje odzwierciedlenie w środowisku centralnym. Pokazuje to rysunek 8, prezentujący strukturę środowiska centralnego, chmurę komunikacyjną oraz warstwę urządzeń DALI-Box, zainstalowanych w terenie. Funkcje autentykacji zgodne z RADIUS/TACACS+ posiadają swoje serwery w środowisku centralnym. Automatyczne odnawianie certyfikatów w czasie rzeczywistym SCEP nie będzie funkcjonowało bez serwera SCEP. Ta zasada dotyczy wszystkich pozostałych funkcji bezpieczeństwa zaimplementowanych w DALI-box.



Rys. 8. Struktura środowiska centralnego DALI

System składa się w tej chwili z około 4.5 tys. DALI-Box. Planowana jest jego rozbudowa do 30 tys. urządzeń. Istotną zaletą DALI jest wykorzystanie łączy GPRS/LTE telefonii komórkowej do realizacji zaawansowanego, bezpiecznego systemu monitoringu sieci niskiego napięcia obejmującego akwizycję parametrów JEE. Warstwa komunikacyjna wraz z funkcjami bezpieczeństwa była atestowana w niezależnej instytucji certyfikującej.

6. UWAGI I WNIOSKI

Obecne i spodziewane zmiany w strukturze energetyki spowodowane coraz szerszym wprowadzaniem źródeł odnawialnych i restrukturyzacją popytu wywołują i będą wywoływały pogarszanie wskaźników JEE i narastane nowych niekorzystnych zjawisk w sieciach elektroenergetycznych, takich jak szybkie zaburzenia typu transients oraz supraharmoniczne. Zjawiska te powinny podlegać identyfikacji i ocenie.

Można z powodzeniem wykorzystać moduły monitoringu izolatorów przepustowych oparte na metodzie napięciowej również do monitorowania przepięć i zaburzeń

typu transients w sieciach elektroenergetycznych. Wymaga to powiązania systemu monitoringu transformatorów, gromadzącego dane o zaburzeniach typu transients, z systemem monitoringu i oceny JEE.

Brak standaryzacji protokołów wymiany danych z urządzeniami AJEE stał się ograniczeniem rozwoju systemów monitoringu energii. Niemożność połączenia urządzeń AJEE kilku producentów w jednym systemie odczytu zniechęca przedsiębiorstwa do tworzenia dużych systemów monitoringu i oceny JEE. Opublikowanie raportu [7] jest zwiastunem koniecznej zmiany tej sytuacji.

Wzrastające zagrożenia i wymagania związane z bezpieczeństwem informatycznym powodują konieczność zwiększania stopnia ochrony urządzeń i systemów. Konieczne staje się wdrażanie zintegrowanych, zgodnych z normami środków i ich certyfikacja w niezależnych instytucjach. Przykładem takiego rozwiązania jest system DALI.

7. BIBLIOGRAFIA

1. PN-EN 61000-4-5:2010: Kompatybilność elektromagnetyczna. Metody Badań i pomiarów. Badanie odporności na udar.
2. Khokholov V., Meyer J., Schegner P.: Immunity assessment of household appliances in the frequency range from 2 to 150 kHz, CIRED, Madrid, 3-6 June 2019.
3. PN-EN 61000-4-30:2015: Kompatybilność elektromagnetyczna. Metody Badań i pomiarów. Metody pomiaru jakości energii.
4. Tenbohlen S., Kattmann C., Brugger T.: Power Quality Monitoring in Power Grids focusing on Accuracy of High Frequency Harmonics, C4-122, CIGRE 2018, Paris.
5. Gil W., Grzybowski W., Wronek P.: The Expert Transformer Monitoring System in Substation Structure, International Conf. on High Voltage Engineering, ICHVE 2010, New Orleans, 11-14 Oct.2010, publ. IEEE Xplore, ISBN 978--4244-8283-2.
6. Gil W., Wronek P.: Corporate systems of Power Quality monitoring, ISSN 2300-3022, Acta Energetica 3/24, 2015.
7. IEC TR 61850-90-17:2017: Communication networks and systems for power utility automation - part 90-17: using IEC 61850 to transmit power quality data.
8. Schwenke M., Klingbeil D.: Application aspects and measurement methods in the frequency range from 9 kHz to 150 kHz, CIRED, Madrid, 3-6 June 2019.
9. Stirl T., Skrzypek R., Tenbohlen S.: On line condition monitoring and diagnosis for power transformers their bushings, tap changer, and insulation system, CMD 2006.
10. IEC 61850-1 ed.2.0:2013: Communication networks and systems for substations -part 1: introduction and overview.
11. IEC 61850-7-4 ed.2:2010: Communication networks and systems for power utility automation - part 7-4: Basic communication structure- compatible logical node classes and data object classes.
12. IEEE Std. 1159.3: PQDIF for PQ records (events, measurements, records).
13. PN-EN 50160:2010: Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych.
14. IEC Std. C37.111: Measuring relays and protection equipment – Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems for fault records.
15. IEC/TS 62351: Power systems management and associated information exchange – Data and communications security, Part 1-9.

NEW SOLUTIONS IN DEVICES AND SYSTEMS FOR ON-LINE POWER QUALITY MONITORING AND ASSESSMENT

The applying of renewable power sources and electricity demand restructuring involves also the requirements for the overvoltages and transients monitoring and assessment. An assessment of current conducted disturbances in frequencies up to 150 kHz is postulated as well. So, the relevant quantities in devices measuring the quality of electricity (JEE) should be measured. The lack of standarization of data transmission protocols for JEE devices becomes very important. This introduces limitations on the growth of JEE monitoring and evaluation systems. There are activities aimed at introducing the communication standard based on the IEC 61850 protocol to JEE measuring devices. The IEC report on the relevant standard is now available. IT security requirements for the PQ data acquisition, transmission and collection are also increased significantly. It is necessary to use standardized and certified solutions.

Keywords: transient disturbances, standard data exchange, cyber security, power quality assessment.