



PTPiREE *35 lat*

X KONFERENCJA

POMIARY I DIAGNOSTYKA W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

27-28 MAJA 2025 R., DŹWIRZYNO

ORGANIZATOR



PARTNER



SPONSORZY



PTPiREE





X Konferencja

Pomiary i diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych

27-28 maja 2025 r., Dźwirzyno

Organizator



Partner



Sponsorzy



Materiały konferencyjne
zostały przygotowane na podstawie
składów komputerowych
dostarczonych przez Autorów

Wydawca: Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań
tel. +48 61 846-02-00, fax +48 61 846-02-09
www.ptpiree.pl e-mail: ptpiree@ptpiree.pl

SPIS TREŚCI

Referaty zostały umieszczone w materiałach zgodnie z kolejnością nadsyłania

2/2	Zapewnienie stabilnego zasilania dla użytkowników końcowych <i>Zbigniew Olekszyk (Iskraemeco)</i>	5
2/3	Wykorzystanie danych z LZO i infrastruktury pomiarowej w usługach systemowych niskiego napięcia oraz w nowych modelach biznesowych z udziałem prosumentów PV <i>Piotr Czak (Pysense)</i>	15
4/1	Wykrywanie anomalii w sieci elektroenergetycznej na podstawie danych pomiarowych z liczników AMI <i>Piotr Kuwałek (Politechnika Poznańska), Nerijus Kruopis (Elgama-Elektronika)</i>	21
5/3	Nowa era w Systemach Zdalnego Odczytu (SZO): Nasza droga do sukcesu w największym przetargu SZO w Polsce <i>Bernard Hajduk (Iskraemeco)</i>	35
5/5	Scentralizowane pomiary parametrów energii elektrycznej w rozdzielniach niskich i średnich napięć <i>Wiesław Gil, Adam Mikołajczak, Krzysztof Wronek (Mikronika)</i>	41

ZAPEWNIENIE STABILNEGO ZASILANIA DLA UŻYTKOWNIKÓW KOŃCOWYCH

Zbigniew Olekszyk (Iskraemeco)



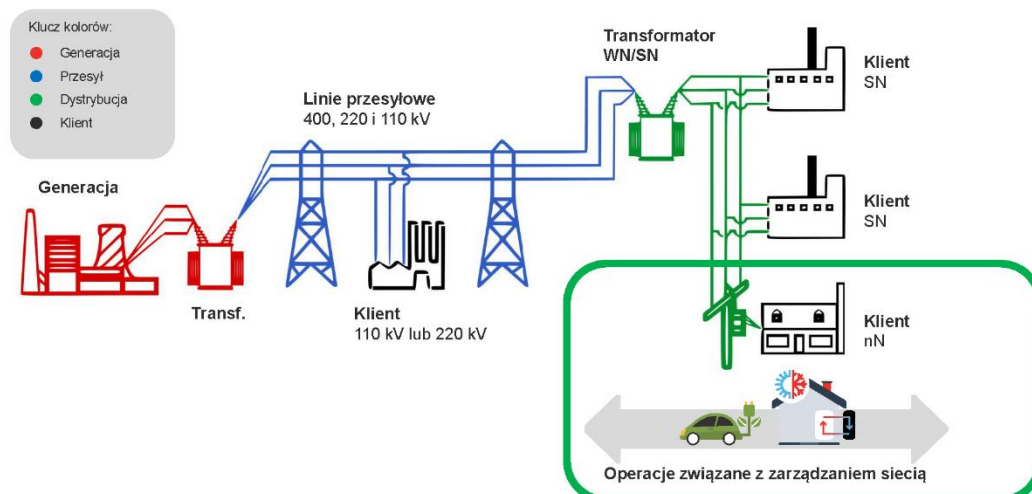
Zapewnienie stabilnego zasilania dla użytkowników końcowych

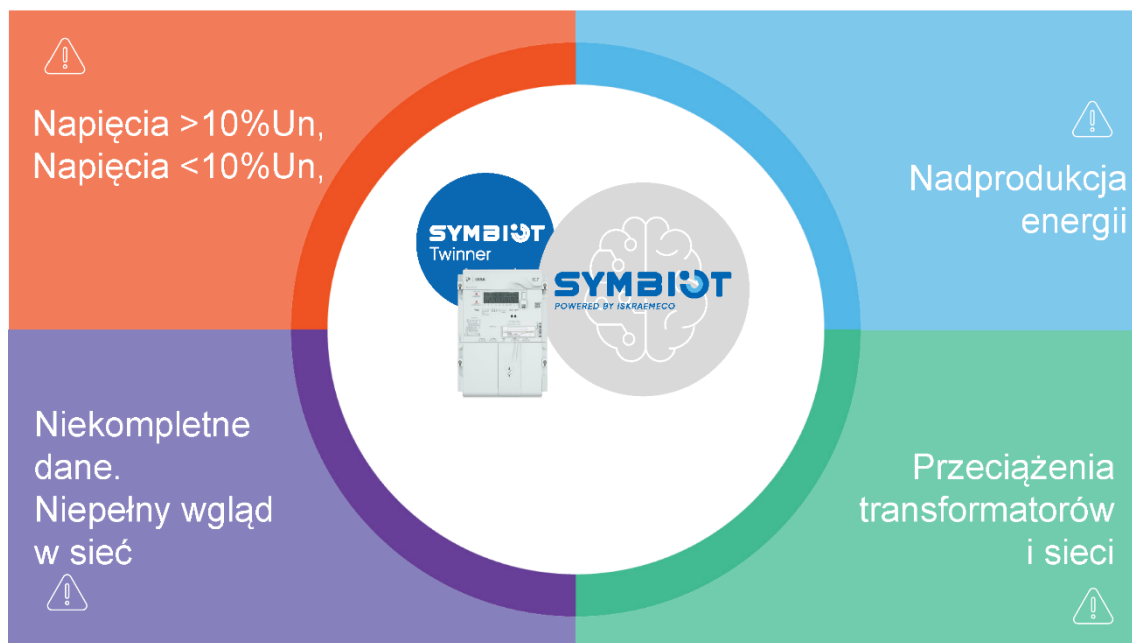
Zbigniew Olekszyk
Technical sales engineer

www.iskraemeco.com



Sieć energetyczna





Nowa era „elektryfikacji”



80 Years of Innovation



Inteligentne zarządzanie siecią



Odpowiedź i rozwiązywanie Iskraemeco

- wykorzystuje zainstalowaną bazę liczników AMI (LZO) do wglądu w sieć
- uzasadnia inwestycje w AMI
- pozwala uniknąć kosztownych inwestycji w infrastrukturę OSD
- umożliwia aktualizację poprzez moduł komunikacyjny EDGE (do LZO)



Aplikacje platformy SYMBIOT

- zaawansowane zarządzanie siecią: HES, Flexium, Twiner, Elumia
- integracja z licznikami IE.5, IE.7 (LZO)

80 Years of Innovation



Zarządzanie siecią – jak?

Zarządzanie siecią nN można osiągnąć na trzech poziomach:

1

zapewnienie
widoczności sieci

2

wprowadzenie
elastyczności w celu
ochrony sieci

3

wprowadzenie
zarządzania energią

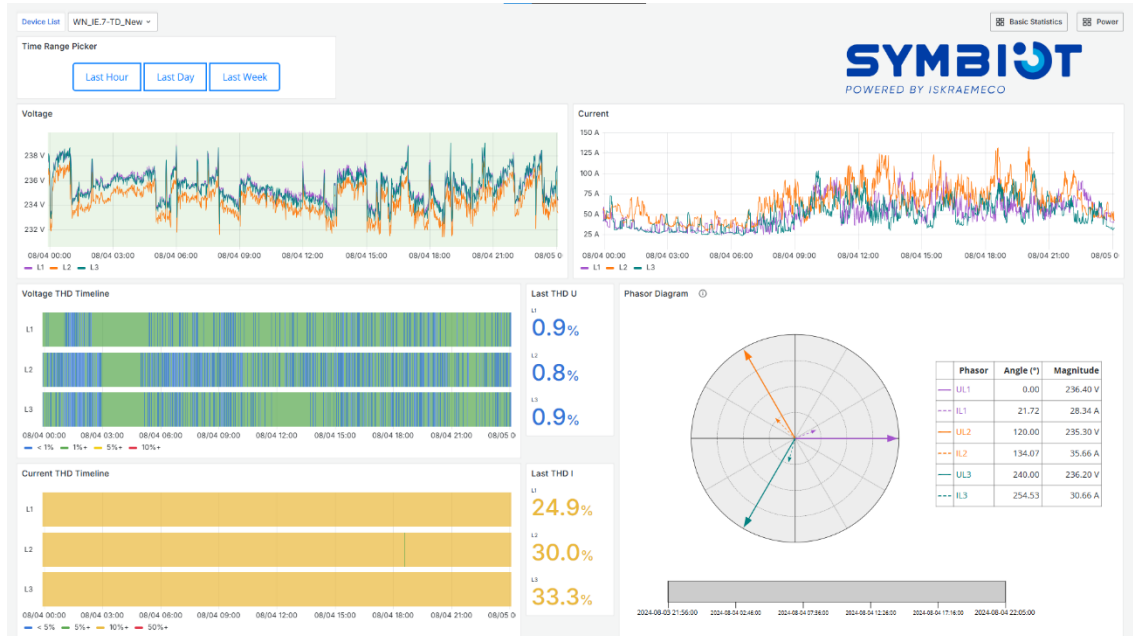
80 Years of Innovation



Widoczność sieci

- **Widok** stanu sieci w czasie zbliżonym do rzeczywistego
- Pokazuje różne wielkości
 - Moce
 - Napięcia
 - Prądy
 - THD
- Dane mogą być pobierane w czasie rzeczywistym (push) lub
- **Alarmowanie** za pomocą Grid Monitor - wysyłanie alarmu po wykryciu anomalii (push)

80 years
of Innovation



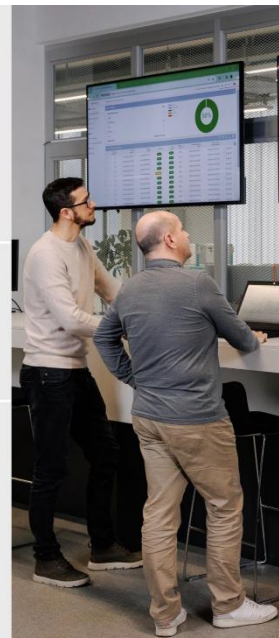
iskraemeco
BY ELSEWEDY ELECTRIC

ELASTYCZNOŚĆ SIECI

02

Elastyczność sieci

- Zdolność do dostosowania popytu i/lub generacji energii w taki sposób, aby utrzymać sieć w dobrym stanie.
- Przykłady:
 - Zbyt wysoka generacja PV → wzrost napięcia powyżej wartości maksymalnej → generacja PV musi się zmniejszyć
 - Zbyt wysokie obciążenie → powoduje przegrzanie transformatora → obciążenie należy zmniejszyć
 - Zbyt mała moc w sieci → spowodowana zbyt małą generacją → wymaga dodatkowej generacji → zwiększenie generacji PV
- Elastyczność działa w *czasie rzeczywistym* → reaguje natychmiast po wystąpieniu warunków.
- Elastyczność to *funkcja systemu* → łącząca infrastrukturę sieciową z wieloma połączonymi obiektami (domami, zakładami...).



FLEXiUM - co to jest?



12



FLEXiUM to rozwiązanie Iskraemeco, które

- Dynamicznie (co około 5 minut) aktualizuje limity mocy eksportu i importu dla każdego PPE podłączonego do sieci dystrybucyjnej



Wykorzystuje.

- Liczniki IE.5, IE.7
- System backendowy/chmurowy Symbiot
- Specjalna metoda DDLM do zarządzania elastycznością przy użyciu algorytmu AIMD

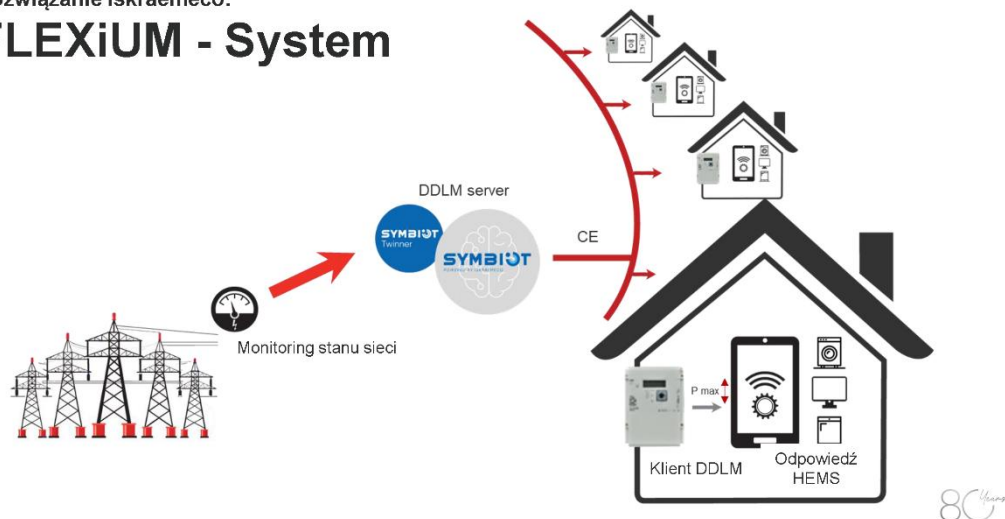


W porównaniu do typowych rozwiązań, FLEXiUM jest

- Mniej złożone
- Łatwiejsze w utrzymaniu
- Tańsze w instalacji i obsłudze

Rozwiązanie Iskraemeco:

FLEXiUM - System





Rozwiązanie Iskraemeco: **FLEXiUM** - Korzyści

Stabilność sieci		Niezawodność		Łatwość zarządzania			Prostota
Zapobiega przeciążeniom sieci	Brak oscylacji mocy w sieci	Odporny, stabilny, samoregulujący	Nie ma potrzeby stosowania, złożonego modelu sieci	Prosty	Zerowa konfiguracja, samoadaptacja	Wielopoziomowy PPE Transformator Grupa	Aktualizacja FW Tylko 1 bit do wysłania, zgodność z G3PLC
Pełne wykorzystanie mocy sieci		brak SPOF					

80 Years



iskraemeco
BY ELSEWEDY ELECTRIC

ZARZĄDZANIE ENERGIĄ

- konferencja PTPIREE 2026

03



Dziękuję

www.iskraemeco.com



WYKORZYSTANIE DANYCH Z LZO I INFRASTRUKTURY POMIAROWEJ
W USŁUGACH SYSTEMOWYCH NISKIEGO NAPIĘCIA
ORAZ W NOWYCH MODELACH BIZNESOWYCH Z UDZIAŁEM PROSUMENTÓW PV

Piotr Czak (Pysense)



 PySENSE w liczbach:



700 000+
wyprodukowanych
urządzeń



4
rynk
zagraniczne



8
Obecnie
projektów B+R



30+
usatysfakcjon-
owanych klientów
korporacyjnych



10+
partnerów
technologicznych



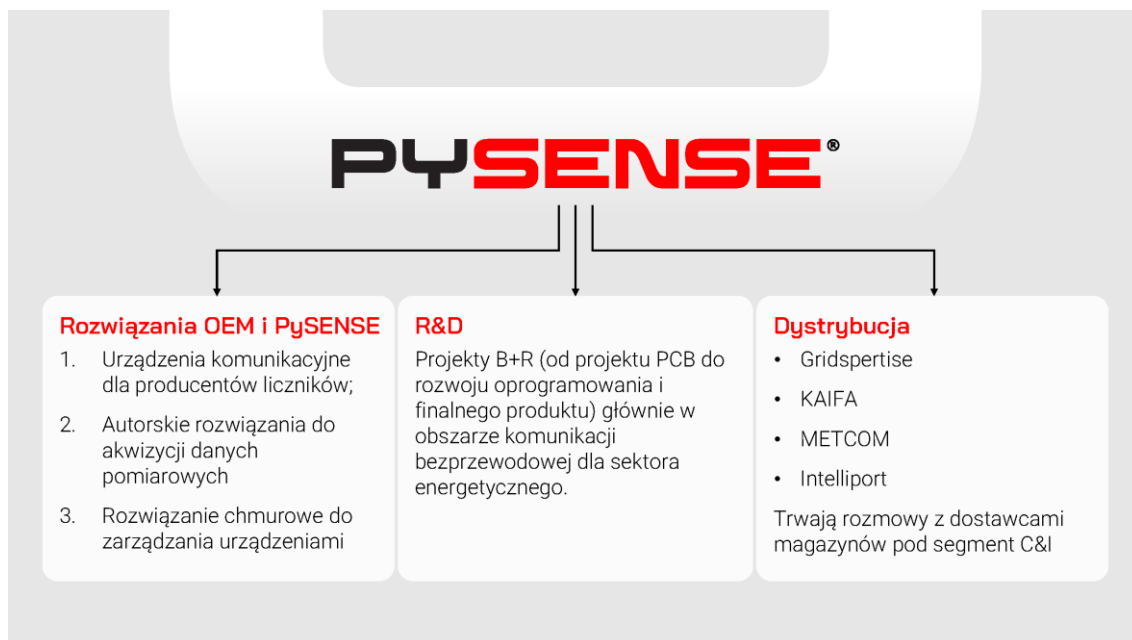
50+
zakończonych
projektów

PYSENSE®

**Łączymy świat
biznesu i IoT**

Jesteśmy polską spółką technologiczną, która działa na rynku IoT i specjalizuje się w komunikacji bezprzewodowej.

Odpowiadamy za cały łańcuch wartości od poznania potrzeb klienta przez projektowanie i produkcję urządzeń, aż do finalnych testów.



➔ Aktualne wyzwania na rynku energii elektrycznej

Blisko 1,5 mln rozproszonych instalacji PV (mikroinstalacje prosumenckie) o mocy zainstalowanej +13 GW – brak wiedzy o profilu i brak zdalnego sterowania. Średnia wielkość instalacji w roku 2024 wyniosła 10,29 kW. energii.

22 GW mocy zainstalowanej w systemach PV na terenie kraju (ponad 66% wszystkich OZE, przyrost 4,6 GW rocznie stawia Polskę na czwartym miejscu w UE) – konieczne interwencyjne wyłączenia mocy wytwórczych w okresach wiosennych i letnich.

Nadal relatywnie niska penetracja rynku magazynami energii elektrycznej – poniżej 5% mocy PV, jeśli pojawiają się magazyny prosumenckie to są one za małe oraz źle sterowane, a przez to nie spełniają roli stabilizującej dla sieci nn.

Konieczne przywołania na rynku DSR – chwilowe niedobory mocy w okresie jesiennym, bardzo duże wyłączenia w okresach nadpodaży, które pojawiają się coraz częściej i dotyczą przede wszystkim dużych aktywów, nad którymi kontrolę posiada PSE.

Nadal niski poziom skuteczności legislacyjnej (RED II i RED III), relatywnie niska gotowość transformacji energetycznej, także wskutek coraz liczniejszych okresów z cenami ujemnymi na rynku SPOT – w roku 2024 było to 38 dni, w tym roku w samym kwietniu i maju było ponad 20

Bardzo niska wiedza o rynku wśród obywateli, co powoduje realny brak determinacji do optymalizacji własnej struktury zużycia energii (w konsekwencji Polacy czekają na mrożenie cen energii, nie korzystają z korzystnych uwarunkowań dla aktywnych odbiorców energii)

➔ Dane pomiarowe z Liczników Zdalnego Odczytu możemy podzielić na dwie grupy ze względu na sposób ich pozyskania

PYSENSE®

4G/2G & PLC

1. Dane odczytywane raz na dobę z granulacją 15- minutową,
2. Dane obecnie wykorzystywane do potrzeb rozliczeniowych,
3. W przyszłości możliwość monetyzacji tych danych przez sprzedawców energii,
4. Możliwość wykorzystania danych pomiarowych do planowania pracy i rozwoju sieci.



CSIRE

Spółka Obrotu

HAN

1. Dane odczytywane wysyłane raz na minutę przez interfejs HAN (P1/USB/Wireless M-Bus),
2. Dane, mogą zostać wykorzystane do optymalizacji zachowania odbiorcy końcowego np. zwiększenie autokonsumpcji, przesunięcie peak'u zapotrzebowania na energię elektryczną,
3. Możliwość wykorzystania interfejsu HAN do budowy nowych modeli biznesowych opartych o elastyczność.



Dongle P1/USB
& Gateway
Wireless Mbus

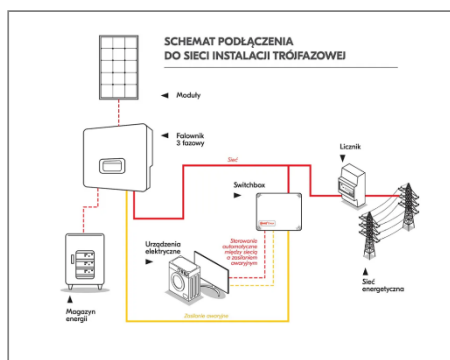
Odbiorca
końcowy

Zdecydowanie najwięcej wyzwań z dostępnością danych dla odbiorcy końcowego jest związanych z Wireless M-Bus. Robiąc już ponad roczne testy na kilkudziesięciu PPE widzimy dużo problemów z zasięgiem, niezawodnością działania oraz przewidywalnością. Dodatkowym problemem jest brak urządzeń końcowych i świadomości klientów. Interfejs ten nie jest wykorzystywany do tych celów w krajach Europy Zachodniej.

➔ Możliwości jakie dają inwertery hybrydowe i magazyny energii

PYSENSE®

1. Każda instalacja hybrydowa jest wyposażona w podlicznik energii elektrycznej lub same przekładniki, które umożliwiają poprawną pracę BMS'a – brak potrzeby wykorzystywania danych z LZO.
2. Coraz więcej instalacji zawiera switchbox'y, które pozwalają na dużo lepsze zarządzanie pracą inwertera oraz magazynu.



1. Zarządzanie mocą inwertera – obniżenie mocy do poziomu lokalnej autokonsumpcji;
2. Możliwość ustawienia trybu zero-export;
3. Zarządzanie częstotliwością na sieci poprzez jej ciągłe próbkowanie i sterowanie magazynem energii;
4. Zdalne uruchomienie ładowania magazynu energii w okresie największej nadpodaży;
5. Zdalne uruchomienie rozładowania magazynu energii w okresie największego zapotrzebowania;
6. Przejście na zasilanie awaryjne (tryb off-grid);



CheckWatt

tibber

KRAKEN

PHOTON
ENERGY

zeronest



Możliwości wykorzystania inwerterów do regulacji pracy sieci oraz nowych usług na niskim napięciu – jak je wspierać

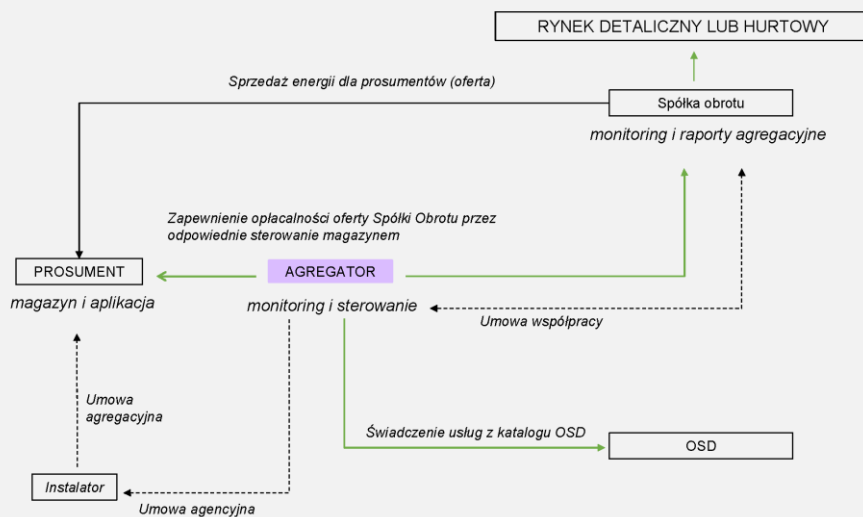
PYSENSE®

	Nadpodaż energii z generacji PV oraz wiatru	Ograniczona produkcja energii z źródeł odnawialnych
Regulacja mocy czynnej	Zwiększenie mocy u klientów poprzez ładowanie magazynu, lub zmianę profilu zużycia Rynkowe różnicowanie opłaty dystrybucyjnej w zależności od warunków technicznych (bardzo opłacalne na bazie taryfy G14d) Zniesienie limitów mocy umownej w okresach nadpodaży energii	Odbiór energii z magazynu przez odbiorcę końcowego Rynkowe różnicowanie opłaty dystrybucyjnej w zależności od warunków na rynku
Lokalne zarządzanie mikroinstalacjami	Regulowanie mocy pracy inwerterów na lokalnej sieci niskich napięć tak, by uniknąć nieprzewidywalnych skoków napięcia	Regulowanie pracą magazynów energii tak, by wesprzeć wzrost napięcia w sieci
Prognoza i praca zgodnie z planem	Dzięki magazynom energii jesteśmy w stanie zaplanować eksport energii do sieci i ustawić odpowiednie grafiki pracy nawet małych aktywów	



Przykładowy podział ról i przepływów na rynku usług agregacji na sieci niskich napięć

- Kontrola nad eksportem energii przez prosumentów,
- Pełna wiedza na temat pracy instalacji
- Agregacja danych dla całej zbiorowości,
- Możliwość wdrożenia nowych usług opartych o elastyczność,
- Informacja dla odbiorcy końcowego o możliwościach redukcji kosztów



8

Zeronest jest przykładem niskokosztowego rozwiązania do optymalizacji rachunków za energię oraz poprawę działania sieci

zonerest

Stwierdziliśmy, że istnieje potrzeba stworzenia rozwiązania, które umożliwi obsługę różnych interfejsów komunikacyjnych oraz akwizycję danych w trybie online.

Sterowanie inwerterami hybrydowymi będzie w przyszłości wymagane przez odbiorców końcowych, agregatorów, sprzedawców energii, czy wreszcie OSD.

Tylko rozwiązanie „cross-platform” może przynieść wartość zarówno dla klientów jak i instalatorów, a także być możliwe do wdrożenia na maksymalnie szerokiej bazie klientów

W zonerest chcemy być niezależni od producentów urządzeń i oprzeć się na wypracowanych standardach komunikacyjnych oraz dostępie do sieci domowej klienta.

9

Urządzenia, które pozwalają klientom uzyskać dane pomiarowe

PYSENSE®

Zonerest to platforma all-in-one dla sprzedawców instalacji PV, instalatorów czy sprzedawców energii / agregatorów

DIN200

Nasz autorski modem DIN200-WMBUS, został zaprojektowany tak, by umożliwić transparentną komunikację pomiędzy licznikami energii elektrycznej, inwerterami, a rozwiązaniem chmurowym. Urządzenie posiada wbudowany interfejs RS485, zintegrowany układ Wireless M-Bus 868 MHz, a także komunikację z wykorzystaniem globalnej komunikacji LTE.

Urządzenie jest w pełni zintegrowane z platformą chmurową gecon.energy opartą na AWS.

zeroHAN

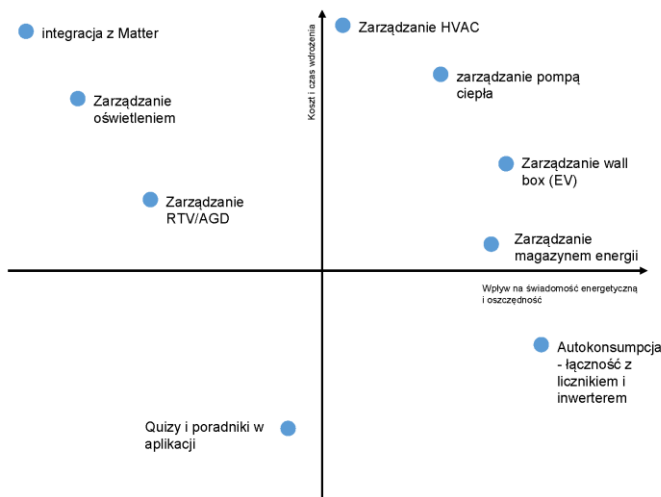
Jest to dongle do interfejsu P1 (bądź USB), który pozwala na odczyt danych licznikowych, a także przesłanie ich dalej za pomocą technologii WiFi albo Wireless M-Bus.

Urządzenie jest w pełni zintegrowane z platformą chmurową gecon.energy opartą na AWS.

10

Wpływ różnych urządzeń domowych na możliwość optymalizacji rachunków za energię elektryczną

PYSENSE



Opracowując zeronest szacowaliśmy koszty przygotowania i wdrożenia poszczególnych funkcjonalności, tak aby niosły za sobą możliwie najwyższą efektywność. Dzięki temu osiągnęliśmy wysoką użyteczność przy niskich kosztach dla finalnych Klientów, czyniąc rozwiązanie gotowym do masowego zastosowania. Próg kosztowy wejścia jest niski, a formuła plug&play pozwala ograniczyć czas instalacji i uruchomienia.

Optymalne wykorzystanie instalacji PV oraz magazynu energii odpowiada za blisko 80% redukcję kosztów energii, podczas gdy wpływ smart home to jedynie około 5%, resztę stanowią czynniki niezależne i niepodatne na redukcję.

Zupełnie odwrotnie wygląda struktura kosztów wdrożenia, które w przypadku typowego smart home są zdecydowanie wyższe niż w przypadku smart energy.

11

Doceniają nas:



PYSESE Sp. z o.o.
ul. Żurawia 71A/1.36
15-540 Białystok

Email: office@pysense.com
Strona www.pysense.com
NIP: 8992807074
REGON: 366380401

WYKRYWANIE ANOMALII W SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ NA PODSTAWIE DANYCH POMIAROWYCH Z LICZNIKÓW AMI

Piotr Kuwałek (Politechnika Poznańska)
Nerijus Kruopis (Elgama-Elektronika)

Streszczenie. Zwiększająca się liczba odbiorników nieliniowych, którymi są m.in. urządzenia energooszczędne lub układy energoelektroniczne współpracujące z odnawialnymi źródłami energii, może pogarszać jakość energii elektrycznej dostarczanej przez operatora. Utrzymanie dostaw energii elektrycznej na odpowiednim poziomie wymaga ciągłego monitorowania wskaźników określających jakość energii elektrycznej, a w przypadku przekroczenia wartości dopuszczalnych następuje konieczność identyfikacji źródeł problemu i podjęcia działań minimalizujących emitowane przez nie zaburzenia. Najbardziej problematyczne jest skuteczne wykrycie przyczyn anomalii w sieci elektroenergetycznej. Obecnie na skutek masowej instalacji inteligentnych liczników AMI z funkcjonalnościami oceny jakości energii elektrycznej pozyskiwane są użyteczne dane w postaci symultanicznie rejestrowanych parametrów jakości energii elektrycznej z wielu punktów sieci elektroenergetycznej, które pozwalają na wykrycie źródeł anomalii w tej sieci. W niniejszym referacie przedstawiono przegląd metod do detekcji anomalii rozumianych jako zaburzenia jakości energii elektrycznej, które posiadają potencjał praktyczny, a więc mogą być wdrożone do aktualnej infrastruktury inteligentnych liczników AMI lub mogą bazować na aktualnie pozyskiwanych danych z tych liczników.

1. Wprowadzenie

Intensywny rozwój usług dostarczania energii elektrycznej spowodował, że w wielu krajach (w tym w Polsce [1]) w obowiązujących aktach prawnych zapisano wymóg gwarantujący dostarczenie przez dystrybutora energii elektrycznej o określonym standardzie. Warto również zauważyć, że oprócz obowiązujących aktów prawnych, kwestie związane z jakością energii elektrycznej zawarte są również w wymaganiach normatywnych [2]. W większości przypadków aktualne wymagania normatywne stanowią podstawę istniejących aktów prawnych w wielu krajach, w tym w Polsce. Jakość energii elektrycznej to przede wszystkim zbiór parametrów określających jakość napięcia zasilania. Dodatkowo uwzględnia się również współczynnik mocy $\text{tg}\varphi$ oraz weryfikuje się pobór mocy czynnej P w odniesieniu do mocy umownej P_N w celu określenia strony, która jest potencjalnym źródłem obniżenia jakości napięcia zasilania. Do podstawowych wielkości definiujących jakość energii elektrycznej (w istocie jakość napięcia zasilania) zalicza się:

- częstotliwość podstawową f ,
- wartość skuteczną napięcia U ,
- wskaźnik migotania długotrwałego P_{lt} ,
- składowe symetryczne składowej zerowej u_0 , zgodnej u_1 i przeciwnej u_2 ,
- harmoniczne napięcia U_h , gdzie h jest rzędem harmonicznej,
- współczynnik zniekształceń napięcia THDU.

Warto również zauważyć, że wiele norm jest rozszerzanych o dodatkowe parametry definiujące jakość napięcia zasilania (np. supraharmiczne) [3]. Jednak skala zaburzeń jakości energii elektrycznej opisywanych rozszerzonymi parametrami nie jest jeszcze w pełni znana i stanowi podstawę obecnych badań [4-6]. Podstawowe parametry definiują typowe zaburzenia jakości

energii elektrycznej, których skala jest znana i stale monitorowana. Na potrzeby pracy zaburzenia jakości energii elektrycznej rozumie się jako anomalie występujące w sieci elektroenergetycznej. Spośród przytoczonych anomalii można wskazać następujące podstawowe zaburzenia jakości energii elektrycznej:

- wahania napięcia / szybkie zmiany wartości skutecznej napięcia;
- zniekształcenie napięcia;
- zapady i wzrosty napięcia;
- asymetria napięcia;
- wahania częstotliwości.

Obecnie do oceny jakości energii elektrycznej i wykrywania źródeł anomalii stosuje się analizatory jakości energii elektrycznej, które zgodnie z normą PN-EN 61000-4-30 [7] dzielą się na trzy klasy pomiarowe dla każdego mierzonego parametru:

- Klasa A – stosowana do rozstrzygania sporów;
- Klasa S – stosowana do statystycznej oceny jakości energii elektrycznej (analizatory tej klasy wykonują pomiary jak analizatory klasy A, ale mają mniejsze wymagania dotyczące przetwarzania danych pomiarowych);
- Klasa B – zdefiniowana w celu umożliwienia wykorzystania wielu istniejących urządzeń starszej konstrukcji.

Warto zauważyć, że analizatory jakości energii elektrycznej klasy A muszą dawać zbieżne wyniki pomiarów, dlatego stosowne normy (tj. 61000-4-30 [7], 61000-4-15 [8], 61000-4-7 [9]) w pełni definiują metody pomiaru, agregację w czasie i dokładność pomiaru poszczególnych parametrów wykorzystywanych do oceny jakości energii elektrycznej. Stąd detekcja źródeł anomalii za pomocą analizatorów klasy A jest najbardziej wiarygodna. Spełnienie określonych norm nie jest wymagane dla analizatorów klasy B. Jednak producent urządzenia pomiarowego klasy B powinien określić w dokumentacji technicznej sposób pomiaru odpowiednich wskaźników jakości energii. Dlatego stosowanie analizatorów klasy B nie wyklucza możliwości detekcji źródeł anomalii, ale z pewnością obniża poziom zaufania do detekcji tych źródeł. Mając na uwadze potrzebę ciągłego monitorowania jakości energii w sieci elektroenergetycznej i detekcji źródeł anomalii w przypadku pogorszenia jakości energii, producenci inteligentnych liczników energii elektrycznej coraz częściej implementują w swoich urządzeniach możliwość pomiaru coraz większej liczby parametrów wykorzystywanych w procesie oceny jakości energii. W konsekwencji obecnie instalowane liczniki energii można postrzegać jako analizatory jakości energii. Biorąc pod uwagę również fakt, że w niektórych krajach pojawiają się akty prawne (np. w Polsce), które nakazują instalację u każdego odbiorcy energii elektrycznej inteligentnych liczników, które są wyposażone w moduł komunikacyjny (AMI - Advanced Metering Infrastructure) i umożliwiają rejestrację podstawowych parametrów definiujących jakość energii. Taka sytuacja sprawia, że baza wyników pomiarów z tych liczników jest niezwykle użyteczna z punktu widzenia wykrywania źródeł anomalii w systemie elektroenergetycznym.

Niniejsza praca przedstawia zestawienie różnych metod umożliwiających wykrywanie źródeł podstawowych zaburzeń jakości energii. W pracy skupiono się na metodach wykorzystujących aktualnie zarejestrowane podstawowe parametry definiujące jakość energii lub inne parametry, których określenie nie wymaga znacznej mocy obliczeniowej. Dlatego w pracy przedstawiono tylko te metody i parametry, których implementacja ma użyteczność diagnostyczną i jest łatwa do zaimplementowania w infrastrukturze inteligentnych liczników.

2. Przydatne funkcjonalności diagnostyczne

2.1. Współczynnik korelacji Pearsona r i współczynnik kierunkowy prostej a

Jednym z podstawowych parametrów statystycznych jest współczynnik korelacji Pearsona r . Miarą tą jest zależność:

$$r_{i,j} = \frac{\text{cov}(X_i, X_j)}{s_i \cdot s_j} \quad (1)$$

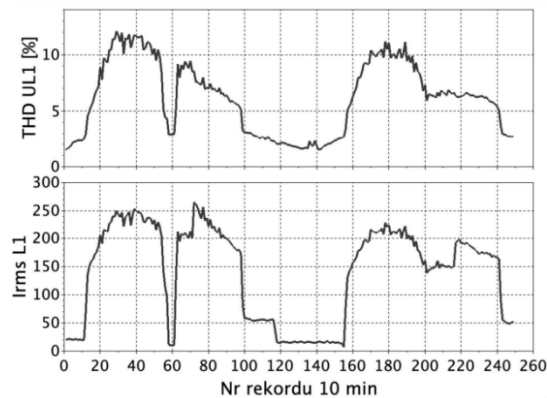
gdzie: s_i, s_j - odchylenia standardowe zmiennych X_i, X_j , $\text{cov}(X_i, X_j)$ - współczynnik kowariancji zmiennych X_i, X_j dany przez zależność:

$$\text{cov}(X_i, X_j) = E[(X_i - E(X_i)) \cdot (X_j - E(X_j))] \quad (2)$$

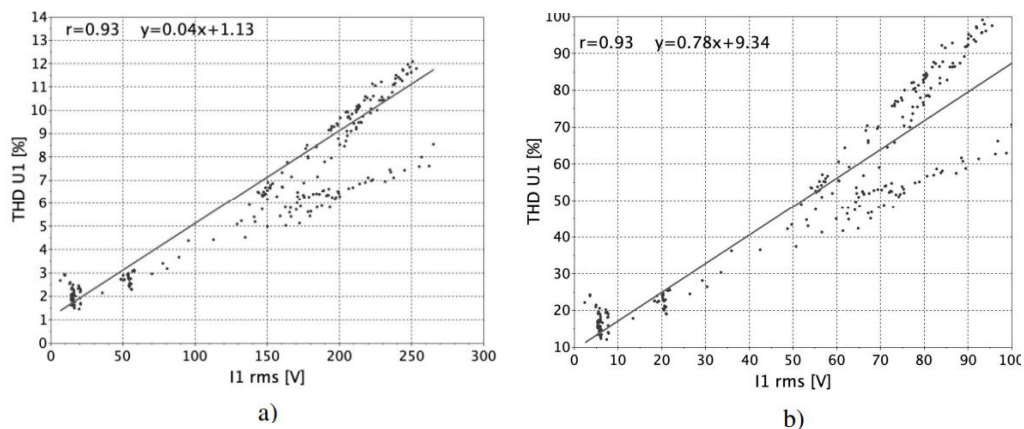
gdzie $E(\cdot)$ to wartość oczekiwana zmiennej, której estymatorem w populacji jest średnia arytmetyczna. Współczynnik korelacji Pearsona r obliczony na podstawie podstawowych parametrów określających jakość energii elektrycznej ma dużą użyteczność diagnostyczną w zakresie lokalizacji źródeł anomalii [10,11]. Ważne jest synchroniczne mierzenie parametrów określających jakość energii elektrycznej w poszczególnych punktach sieci elektroenergetycznej. Wymaganie to jest realizowane w infrastrukturze inteligentnych liczników. Selekcja danych parametrów pomiarowych do analizy korelacyjnej odbywa się w taki sposób, aby skojarzyć wartość wybranego parametru określającego jakość energii elektrycznej (składowa symetryczna kolejności przeciwnej u_2 , wskaźnik krótkookresowego migotania światła P_{st} , który jest miarą wahań napięcia i na podstawie którego wyznaczany jest wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} , całkowity współczynnik zniekształcenia napięcia THDU) z parametrem opisującym stan pracy odbiornika (lub danego fragmentu systemu elektroenergetycznego), takim jak na przykład: prąd, zmiana napięcia, moc czynna lub moc bierna. Podejściem pozwalającym na uzyskanie dodatkowych informacji o rozprzestrzenianiu się zaburzeń jakości energii w systemie elektroenergetycznym jest wyznaczenie współczynnika korelacji r na podstawie danych pomiarowych zaburzeń jakości energii z kilku punktów pomiarowych, najczęściej zlokalizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie. Jeżeli zostanie stwierdzona silna korelacja między wskaźnikiem zaburzeń jakości energii a parametrem opisującym stan obciążenia, tzn. że znacznej aktywności obciążenia towarzyszą duże zmiany wskaźnika oceny zaburzeń jakości energii, oznacza to, że obciążenie zasilane z badanego punktu zasilania jest prawdopodobnym źródłem zaburzenia. Oczywiście może również zaistnieć sytuacja, w której stan systemu elektroenergetycznego wpływa na pracę konkretnego obciążenia, ale wartość bezwzględna współczynnika r bliska 1 jest z pewnością użytecznym pierwszym wskazaniem potencjalnego źródła problemu. Jeśli jednak stwierdzona korelacja jest słaba, to dane obciążenie z pewnością nie jest źródłem danego zaburzenia (poza przypadkami czysto teoretycznymi). Poziomy korelacji wyznaczone dla sąsiednich punktów pomiarowych dostarczają dodatkowych informacji na temat tego, czy zlokalizowane źródło zaburzenia jest jedynym (dominującym lub lokalnym) w rozpatrywanym obszarze sieci, czy też występuje ich więcej i mają podobny wpływ na jakość energii elektrycznej.

Rys. 1 przedstawia wyniki (wartości 10-minutowe) pomiarów THDU i prądu obciążenia I_{rms} zarejestrowane w przykładowym punkcie pomiarowym. Analiza współczynnika korelacji r pozwala na wskazanie, czy źródłem zwiększonych wartości THDU jest oddziaływanie obciążenia czy pracy systemu elektroenergetycznego. Inaczej mówiąc, wskazana analiza pozwala na wskazanie, czy źródło zaburzenia pochodzi „z dołu” czy „z góry” systemu elektroenergetycznego w stosunku do rozpatrywanego punktu pomiarowego. Przykład wnioskowania w tym zakresie przedstawiono na

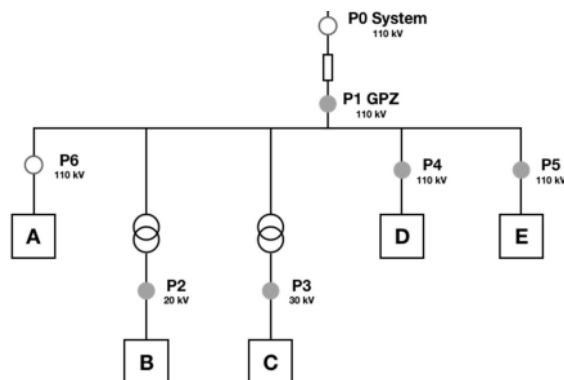
podstawie analizy korelacji $r_{THDU, I_{rms}}$ przedstawionej na rys. 2. Analizę korelacji wykonano zarówno dla danych pomiarowych, jak i dla danych znormalizowanych (przeliczonych na zakres 0-100), aby wykazać niezmienność współczynnika r dla obu przypadków (w przeciwieństwie do współczynników nachylenia prostej regresji liniowej, które są silnie zależne zarówno od zmienności danych pomiarowych, jak i ich poziomów, co jest szczególnie istotne w przypadku analiz przeprowadzanych przy różnych poziomach napięcia w systemie elektroenergetycznym). Wyznaczona korelacja na poziomie 0,93 wskazuje na istotny związek pomiędzy poziomem zaburzenia (THDU) a aktywnością obciążenia (I_{rms}) co wskazuje, że analizowane obciążenie jest prawdopodobnie dominującym źródłem wyższych harmonicznych napięcia.



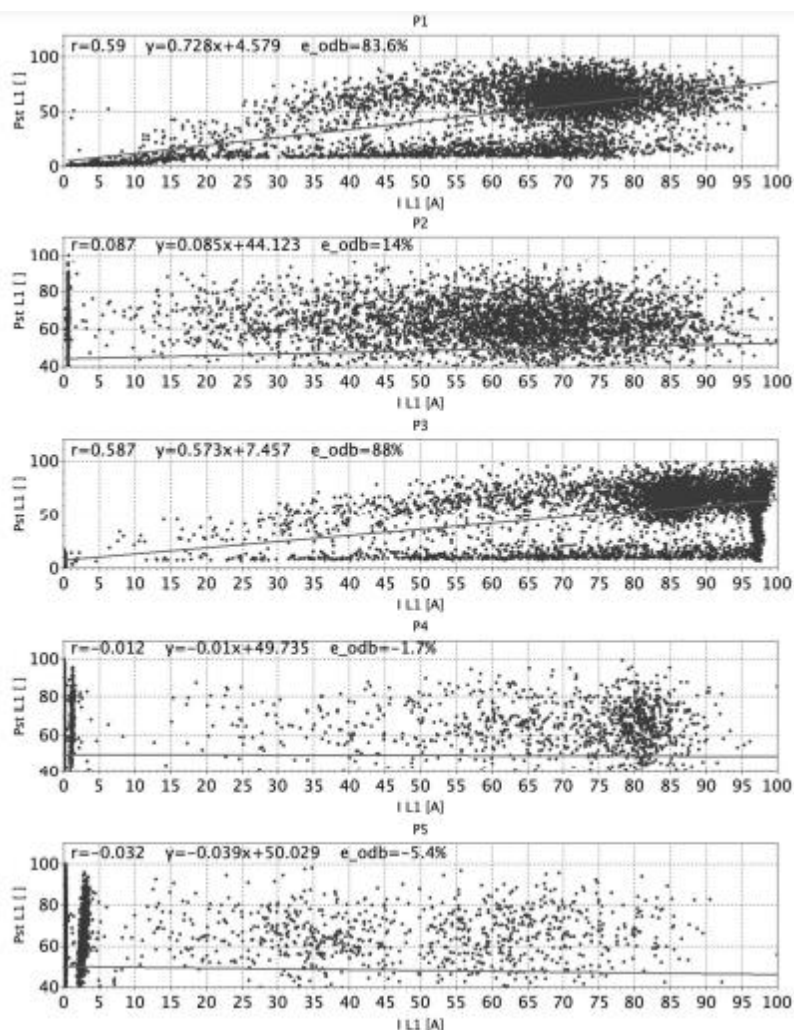
Rys. 1. Charakterystyki THDU i I_{rms} dla 10-minutowych wartości zagregowanych [11]



Rys. 2. Wykres korelacji $r_{THDU, I_{rms}}$ gdzie: a) dane pomiarowe, b) dane znormalizowane [11]



Rys. 3. Schemat rozpatrywanej sieci elektroenergetycznej, gdzie GPZ jest głównym punktem zasilania [11]



Rys. 4. Charakterystyki korelacyjne $r_{Pst,I}$ dla punktów P1-P5 (dane znormalizowane) [11]

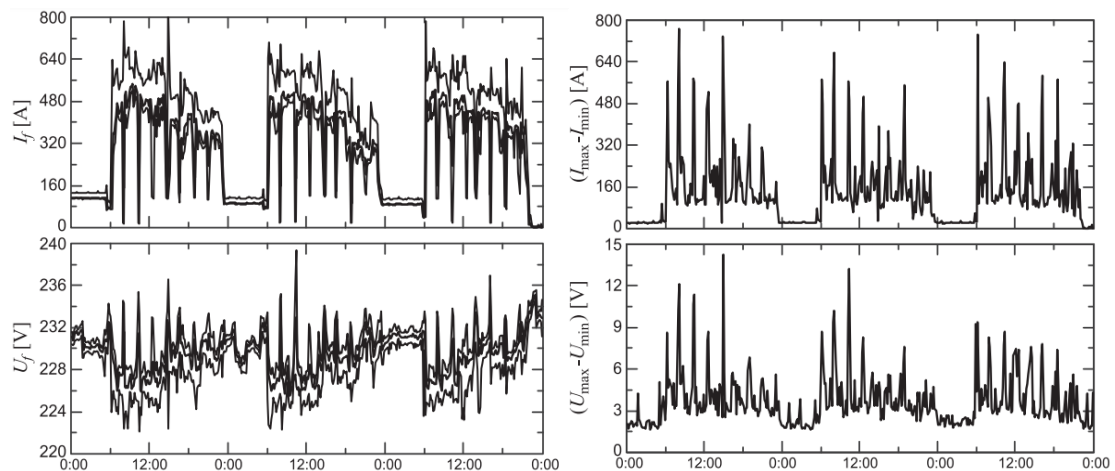
Analizę pod kątem propagacji zaburzeń jakości zasilania można przedstawić za pomocą sieci, której schemat pokazano na rys. 3. W punkcie P1 mierzony jest całkowity prąd zasilający głównego punktu zasilania. Punkty pomiarowe P4 i P5 odnoszą się do dwóch odpływów z głównego punktu zasilania do grup odbiorców D i E. Punkty pomiarowe P2 i P3 mierzą duże indywidualne obciążenia B i C. Pozostałe (niezmierzone) odpływy z głównego punktu zasilania reprezentowane są przez grupę odbiorców A. Dla rozpatrywanej sieci elektroenergetycznej przeprowadzono ocenę lokalizacji źródeł wahań napięcia. Ze względu na symetrię fazową wyników pomiarów, przeprowadzona analiza obejmuje prezentację danych i określenie miar lokalizacji zakłóceń tylko dla fazy L1. Na rys. 4 przedstawiono uzyskane charakterystyki korelacyjne wraz z informacją o współczynniku korelacji r dla danych znormalizowanych. Zebrane wyniki obliczeń wskazują na obecność jednego dominującego źródła wahań napięcia w sieci, które znajduje się poniżej punktu P3.

Możliwość obliczenia współczynnika Pearsona r (np. w ujęciu dobowym) pomiędzy każdym podstawowym parametrem określającym jakość energii a mocą bieżącą lub czynną w danym punkcie pomiarowym mogłaby zostać zaimplementowana w inteligentnym liczniku. Z drugiej strony, indywidualne współczynniki Pearsona r dla okresów wybranych przez użytkownika mogłyby zostać obliczone po stronie oprogramowania odczytującego dane z inteligentnych

liczników (np. Smart GamaLink). Niezwykle przydatne byłoby wykreślenie współczynnika Pearsona r dla wybranej pary parametrów z kilku inteligentnych liczników, co odpowiada porównaniu z wielu punktów sieci energetycznej. Podobnie przydatne byłoby określenie współczynnika nachylenia a dla poszczególnych par. Podczas gdy współczynnik korelacji r wskazuje na istotność relacji pomiędzy poszczególnymi parametrami, zaś współczynnik nachylenia a wskazuje na skalę problemu i tym samym pozwala określić wkład oraz wskazać dominujące źródło zakłóceń. Jednak normalizacja powinna być zawsze przeprowadzona przed obliczeniem współczynnika nachylenia a .

2.2. Maksymalne i minimalne wartości skuteczne napięcia i prądu

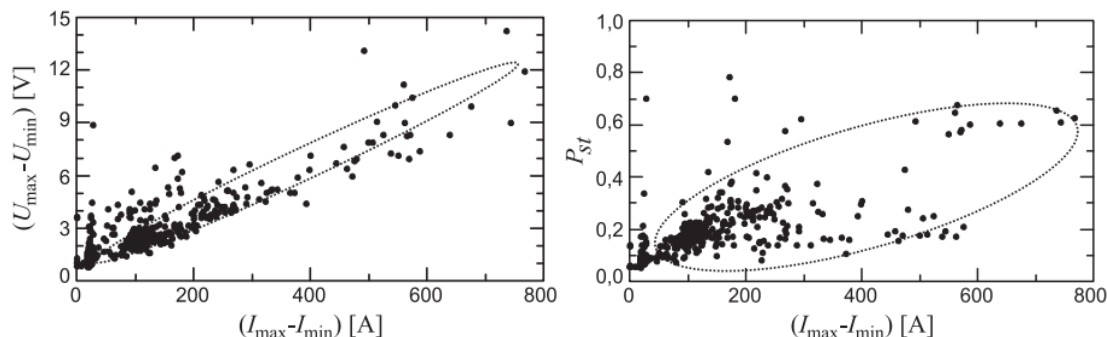
W obszarze diagnostyki zapadów, wzrostów i wahań napięcia szczególnie przydatna jest analiza korelacji między wahaniami napięcia i prądu. Analiza korelacji jest wykonywana w podobny sposób, jak opisano w sekcji 2.1, z tym wyjątkiem, że podstawowym parametrem nie jest wartość zagregowana dla 10 minut, lecz zmienność napięcia/prądu zdefiniowana jako różnica między maksymalną i minimalną wartością skuteczną napięcia/prądu w kolejnych 10-minutowych oknach pomiarowych. Wartość minimalna/maksymalna w 10-minutowym oknie pomiarowym jest wybierana ze zbioru wartości skutecznych wyznaczonych dla okresu podstawowego każdej połowy okresu podstawowego. Rys. 5 przedstawia przykład charakterystyk zarejestrowanych minimalnych, średnich i maksymalnych wartości skutecznych napięcia i prądu oraz charakterystyki zmian napięcia i prądu w czasie.



Rys. 5. Charakterystyki minimalnych, średnich i maksymalnych wartości skutecznych napięcia i prądu (z lewej) i zmian napięcia i prądu w czasie (z prawej) [12]

Rys. 6 przedstawia charakterystyki zależności zmian napięcia od zmian prądu oraz wartości P_{st} od zmian prądu. Analizując te charakterystyki, można łatwo zauważyć wysoką korelację między zmianami prądu a zmianami napięcia w punkcie pomiarowym. Zatem zmiana stanu pracy obciążeń zasilanych w punkcie monitorowanym powoduje zmiany napięcia w tym punkcie, a zatem źródło anomalii występuje w tym punkcie. Na rys. 6 można zaobserwować słabszą korelację dla charakterystyki $P_{st}=f(I_{\max}-I_{\min})$ niż dla $(U_{\max}-U_{\min})=f(I_{\max}-I_{\min})$, ponieważ nie każda zmiana napięcia powoduje migotanie o takim samym nasileniu. Migotanie, którego nasilenie jest określane przez wskaźnik P_{st} , zależy od amplitudy i częstotliwości zmian napięcia. Jednak migotanie ocenia tylko jeden efekt wahań napięcia dla jednego rodzaju źródła światła. Stąd też bezpośrednia analiza zmian napięcia i prądu jest bardziej użyteczna, ponieważ pozwala na

określenie źródeł zmian napięcia [12,13] (a także źródeł spadków i wzrostów [10]), które mogą powodować różne negatywne skutki w pracy różnych obciążeń (w tym migotanie w przypadku źródeł żarowych).



Rys. 6. Charakterystyka zależności zmian napięcia od zmian prądu (z lewej) i zmian wartości P_{st} od zmian prądu (z prawej) [12]

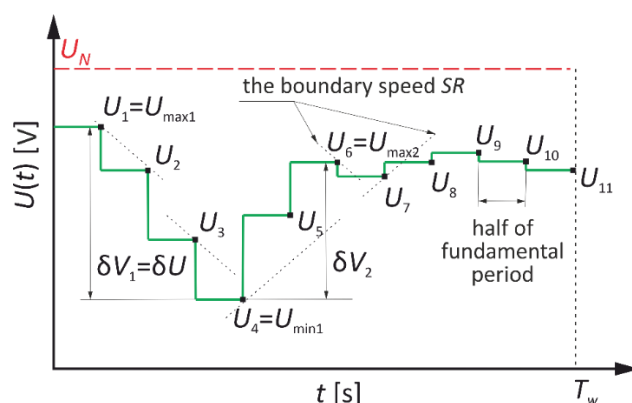
2.3. Wskaźniki wahań napięcia

Wskaźniki wahań napięcia (WWN) są miarą opisującą wahania napięcia za pomocą amplitudy δU i częstości f_{x-y} wahań napięcia [14]. WWN wyznaczane są ze zmian wartości skutecznych napięcia $U(t)$. Analogiczne WWN bazujące na obwiedni napięcia $u_{env}(t)$: δU_e i $f_{e\ x-y}$, wyznaczane ze zmian szacowanej obwiedni napięcia $u_{env}(t)$ przez demodulator z estymacją przebiegu nośnego [15], mają znacznie lepsze właściwości diagnostyczne [16]. Jednak takie podejście bazujące na obwiedni napięcia wymaga znacznych zmian w łańcuchach sygnałowych aktualnie wykorzystywanych urządzeń pomiarowych i rejestrujących. Dlatego na potrzeby niniejszej pracy wykorzystano konwencjonalną metodę wyznaczania WWN [17]. Konwencjonalne podejście stwarza bezpośrednią możliwość zastosowania w trybie offline złożonych algorytmów na odtworzonych waniach napięcia bez modyfikowania aktualnie wykorzystywanych urządzeń pomiarowych i rejestrujących [17,18]. WWN bezpośrednio opisują zmiany napięcia kwalifikowane jako wahania napięcia. WWN nie mają jednoznacznej definicji analitycznej, a ich pomiar jest określany przez odpowiednią procedurę [14]. Podobnie wskaźnik P_{st} nie ma jednoznacznej definicji analitycznej i jest określany przez odpowiednią procedurę określoną w właściwej normie [8]. Pomiar WWN można podzielić na dwa etapy:

- wykrywanie amplitud δV kolejnych zmian wartości skutecznych napięcia $U(t)$ w danym okresie dyskryminacji T_w ,
- statystyczna ocena amplitud δV kolejnych zmian wykrytych w okresie T_w , umożliwiającą określenie ostatecznej postaci WWN: amplitudy δU i częstości f_{x-y} wahań napięcia.

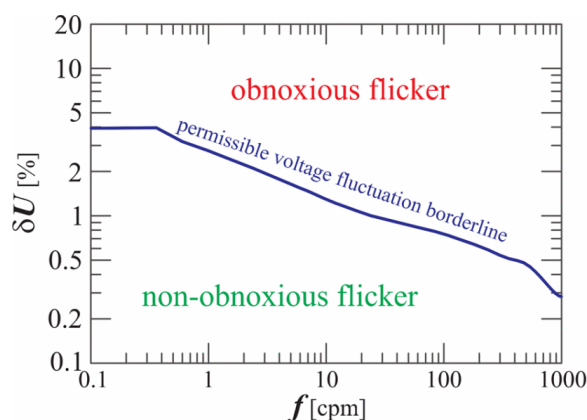
Wykrywanie amplitud δV kolejnych zmian wartości skutecznych napięcia $U(t)$ wymaga wstępnego obliczenia szybkości SR zmian wartości skutecznych napięcia $U(t)$. Zmiana wartości skutecznych napięcia $U(t)$ jest klasyfikowana jako amplituda δV tylko wtedy, gdy jej prędkość SR przekracza wartość graniczną, którą zwykle przyjmuje się w przyrządach pomiarowych i rejestrujących jako równą $1\%U_N/s$, gdzie U_N jest nominalną wartością skuteczną w sieci elektroenergetycznej. Na podstawie zbioru wartości amplitudy δV kolejnych zmian wartości skutecznych napięcia $U(t)$ wykonuje się statystyki, które polegają na zliczaniu wystąpień poszczególnych amplitud δV w podzbiorach powiązanych z maksymalną wartością δV w danym okresie T_w , którą przyjmuje się jako δU . Przykładowe podzakresy δU stosowane w analizatorach jakości energii elektrycznej: [1.0,0.9], (0.9,0.8], (0.8,0.7], (0.7,0.5], (0.5,0.3], (0.3,0.1], (0.1,0.0),

co dla uproszczenia można zapisać jako: $f_{1.0-0.9}$, $f_{0.9-0.8}$, $f_{0.8-0.7}$, $f_{0.7-0.5}$, $f_{0.5-0.3}$, $f_{0.3-0.1}$, $f_{0.1-0.0}$. Przykład wyznaczania amplitud δV kolejnych zmian wartości skutecznego napięcia $U(t)$ pokazano na rys. 7.



Rys. 7. Przykład wyznaczania amplitud δV kolejnych zmian $U(t)$ [19]

Na podstawie WWN można również ocenić migotanie z użyciem charakterystyki $\delta U = f(f_{x-y})$. Przykładowa charakterystyka $\delta U = f(f_{x-y})$ dla źródła światła żarowego jest przedstawiona na rys. 8 z naniesioną krzywą krytyczną. Wszystkie punkty $(f_{x-y}, \delta U)$ powyżej krzywej powodują uciążliwe migotanie światła. Warto zauważyć ogromną przewagę WWN nad innymi parametrami definiującymi poziom nasilenia tylko jednego ze skutków wahań napięcia, takimi jak np. wskaźnik P_{st} . Wyznaczone WWN definiują zmiany napięcia, które wystąpiły (a nie skutek zmian napięcia). WWN można powiązać z różnymi skutkami wahań napięcia, stosując różne krzywe krytyczne. W podejściu np. do migotania oświetlenia, można analizować wpływ zmiany napięcia, która wystąpiła w sieci, na różne źródła światła.

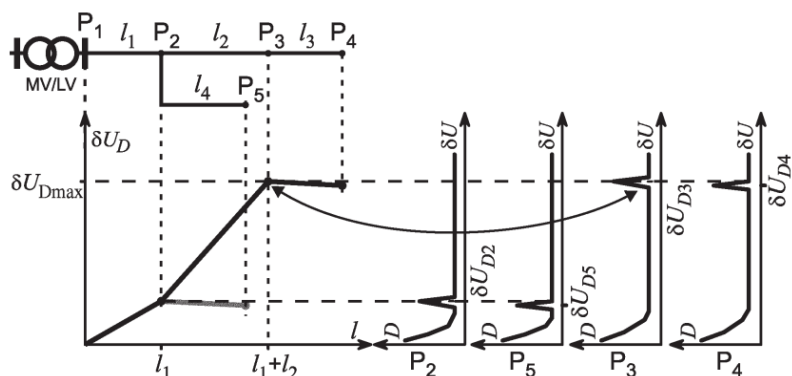


Rys. 8. Przykładowa charakterystyka $\delta U = f(f_{x-y})$ z naniesioną granicą uciążliwości [20]

WWN wraz z minimalnymi, średnimi i maksymalnymi wartościami skutecznymi napięć pozwalają na odtworzenie wahań napięcia w sieci elektroenergetycznej. Odtworzenie wahań napięcia jest bardzo przydatne, ponieważ pozwala np. na:

- konwersję WWN na inne miary wahań napięcia [21];
- badania post factum różnych typów odbiorów (analiza potencjalnych skutków wahań napięcia o określonym charakterze) [17];
- implementację złożonych algorytmów w trybie offline bez konieczności modyfikacji istniejącego sprzętu pomiarowo-rejestrującego [18].

Ponadto jednoczesna rejestracja WWN w wielu punktach sieci elektroenergetycznej (np. za pośrednictwem inteligentnych liczników energii AMI) pozwala na identyfikację (a w szczególności lokalizację) źródeł anomalii w sieci elektroenergetycznej [13,14,18,22]. Lokalizacja źródeł wahań napięcia jest tożsama z określeniem maksymalnej wartości amplitudy zmian napięcia o tej samej częstotliwości. Przykład lokalizacji źródeł anomalii przy pomocy analizy WWN przedstawiono na rys. 9.



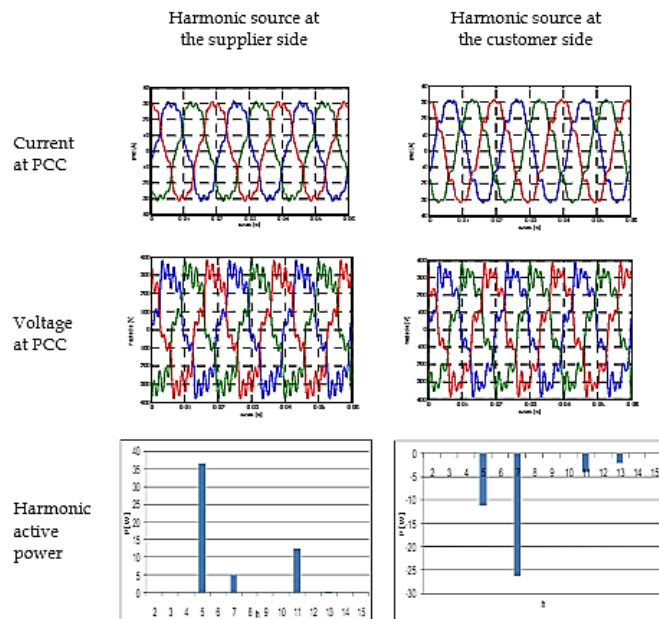
Rys. 9. Przykład lokalizacji źródła anomalii zasilanego z punktu P3 [22]

2.4. Moce czynne dla poszczególnych harmonicznych

Wiele analizatorów jakości energii elektrycznej umożliwia określanie i rejestrowanie mocy czynnej poszczególnych h -tych harmonicznych P_h , wyznaczonej na podstawie harmonicznych napięcia U_h i prądu I_h . Taka funkcjonalność pomiarowa jest związana z metodą lokalizacji źródeł harmonicznych w sieci elektroenergetycznej, zwaną metodą *przepływu mocy czynnej*. Zgodnie z tą metodą, jeśli moc czynna dla określonej harmonicznej jest dodatnia, wówczas dostawca jest uważany za głównego współtwórcę harmonicznej i odwrotnie. Moc czynną dla h -tego rzędu harmonicznej można zapisać jako:

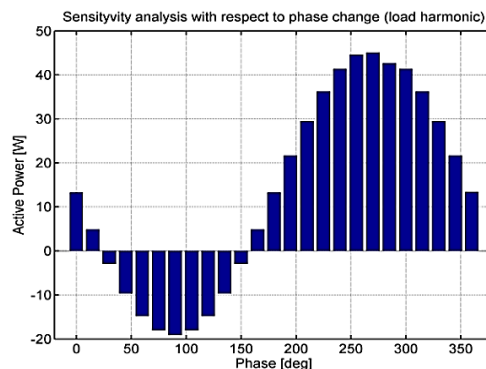
$$P_h = U_h I_h \cos(\varphi_{U_h} - \varphi_{I_h}) \quad (3)$$

gdzie φ_{U_h} i φ_{I_h} jest odpowiednio fazą początkową h -tej harmonicznej napięcia i prądu. Jednakże ta metoda może prowadzić do błędnych wskazań dla pewnego zakresu faz początkowych dla poszczególnych harmonicznych, co wskazano w publikacjach [10,23,24]. Jeśli zakres różnicy faz h -tych harmonicznych jest odpowiedni, interpretacja wyników przy użyciu tej metody jest prosta, jak pokazano na rys. 10.



Rys. 10. Przykład użycia kryterium kierunku mocy czynnej dla kilku harmonicznnych [10]

Warto jednak zwrócić uwagę na błędy metody w przypadku, gdy różnica faz jest nieodpowiednia. Dotyczy to sytuacji, w której strona będąca źródłem harmonicznnych nie zmienia się i wartość skuteczna prądów pobieranych przez to źródło nie zmienia się, ale zmienia się początkowa różnica faz. Taką sytuację pokazuje rys. 11 prezentujący wartość P_h jako funkcję różnicy faz (poprawne wyniki występują dla zakresu od 30° do 150°).



Rys. 11. Analiza wrażliwości dla metody przepływu mocy czynnej [24]

2.5. Moc wahań napięcia

Na podstawie definicji mocy czynnej w dziedzinie czasu może zostać określona tak zwana „moc wahań napięcia” [25-27]. Ludzka wrażliwość na migotanie oświetlenia, będące skutkiem wahań napięcia, jest funkcją zarówno częstotliwości modulacji, jak i stopnia modulacji. Oznacza to, że sygnały określające modulację napięcia $m_U(t)$ i prądu $m_I(t)$ muszą być filtrowane zgodnie z tym, jak człowiek reaguje na migotanie. Osiąga się to poprzez zastosowanie filtra czułości opisanego w normie IEC 61000-4-15 [8]. Sygnały wyjściowe $m_{UF}(t)$ i $m_{IF}(t)$ wskazują, jak przeciętny człowiek reaguje na migotanie. Na podstawie tych sygnałów możliwe jest określenie mocy wahań napięcia FP danej zależnością:

$$FP = \frac{1}{T} \int_0^T m_{UF}(t) m_{IF}(t) dt \quad (4)$$

gdzie T jest czasem całkowania. Moc wahań napięcia dostarcza dwie ważne informacje:

- znak FP dostarcza informacji, czy źródło migotania jest umieszczone nad czy pod punktem monitorowania;
- gdy bada się kilku odbiorców, wielkość FP dostarcza informacji, która linia wychodząca przyczynia się najbardziej do rzeczywistego poziomu migotania.

Dodatni znak mocy migotania oznacza ten sam kierunek przepływu, co podstawowy przepływ mocy. Oznacza to, że modulacja napięcia $m_U(t)$ jest skorelowana z modulacją prądu $m_I(t)$, tj. zmniejszenie amplitudy napięcia zasilania powoduje zmniejszenie prądu obciążenia. W związku z tym źródło migotania jest umieszczone nad punktem pomiarowym. Ujemny znak mocy migotania oznacza przeciwny kierunek przepływu do podstawowego przepływu mocy, a w konsekwencji modulacja napięcia jest ujemnie skorelowana z modulacją prądu, tj. zwiększenie obciążenia prądowego powoduje spadek napięcia. Dlatego źródło migotania jest umieszczone pod punktem pomiarowym, co oznacza, że obciążenie jest odpowiedzialne za zmianę napięcia. Można zauważyć, że metoda zapewnia względnie poprawne wyniki w określonym obszarze zmienności mocy biernej obciążenia. Poprawne wyniki można uzyskać przy obciążeniu indukcyjnym i ograniczonym obciążeniu pojemnościowym. Istnieje również możliwość błędnej interpretacji, gdy rozpatruje się obciążenie stałomocowe. W takim przypadku spadek napięcia powoduje zwiększony przepływ prądu. Ponadto w przypadku równoczesnych zaburzeń jakości energii może wystąpić nieprawidłowe określenie sygnałów modulujących, co również doprowadzi do błędnych wniosków na temat źródła anomalii w systemie [15]. Warto jednak zauważyć, że parametr ten jest mierzony przez wiele analizatorów jakości energii, pomimo jego ograniczeń.

3. Podsumowanie

W literaturze naukowej istnieje wiele rozwiązań wykrywania anomalii w systemie elektroenergetycznym. Warto jednak zauważyć, że wiele podejść opiera się na nowych łańcuchach przetwarzania sygnałów, które wymagają dużej mocy obliczeniowej. Dodatkowo, jeśli weźmiemy pod uwagę skalę instalacji inteligentnych liczników energii i związanej z nią ciągłością monitorowania (określania parametrów w czasie rzeczywistym i archiwizowania danych pomiarowych), to niestety większość podejść w literaturze nie może być zaimplementowana na obecnym etapie rozwoju technologicznego. Jednak biorąc pod uwagę obecne możliwości inteligentnych liczników energii, to możliwe jest zaimplementowanie funkcjonalności, które są obecnie wykorzystywane w praktyce do wykrywania źródeł zakłóceń. Szczególnie przydatne i wykorzystywane w praktyce są proste rozwiązania oparte na:

- współczynnika korelacji r i współczynnika kierunkowemu prostej a dla znormalizowanych danych pomiarowych;
- analizie zmienności z wykorzystaniem minimalnych i maksymalnych wartości skutecznych napięć i prądów;
- wskaźnikach wahań napięcia (które są szeroko stosowane w ocenie wahań napięcia, odtwarzaniu wahań napięcia do badań post factum, identyfikacji i lokalizacji obciążeń zakłócających w sieci elektroenergetycznej).

Inne proste rozwiązania przedstawione w tej publikacji również mogą zostać wdrożone, ale mają swoje ograniczenia, które są eliminowane przez nowo opracowane zaawansowane techniki identyfikacji źródeł anomalii (niemożliwe do wdrożenia na obecnym etapie technologii). Rozwiązania przedstawione w rozdziałach 2.4 i 2.5 mogą zostać wdrożone na późniejszym etapie, po wdrożeniu rozwiązań przedstawionych w rozdziałach 2.1-2.3.

Bibliografia

- [1] Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. 2023 poz. 1681 (Dostęp: <https://isap.sejm.gov.pl/> 02.08.2024).
- [2] Norma EN 50160:2010/A1:2015 - Voltage Characteristics of Public Distribution Systems.
- [3] Norma IEC 61000-2-2:2002+A1:2017+A2:2018 - Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-2: Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems.
- [4] P. Kuwałek, G. Wiczyński, Preliminary Observations of Supraharmonics in Low Voltage Networks, *2023 IEEE International Conference on Energy Technologies for Future Grids (ETFG)*, Wollongong, Australia, 2023, pp. 1-6.
- [5] A. Espin-Delgado *i inni*, Diagnosis of supraharmonics-related problems based on the effects on electrical equipment, *Electric Power Systems Research*, vol. 195, pp. 107179, 2021.
- [6] S. T. Y. Alfalahi *i inni*, Supraharmonics in power grid: Identification standards and measurement techniques, *IEEE Access*, vol. 9, pp. 103677-103690, 2021.
- [7] Norma IEC 61000-4-30:2015+AMD1:2021 CSV - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods.
- [8] Norma IEC 61000-4-15:2010/ISH1:2017 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-15: Testing and measurement techniques - Flickermeter - Functional and design specifications.
- [9] Norma IEC 61000-4-7:2002+AMD1:2008 CSV - Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques - General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto.
- [10] Z. Hanzelka *i inni*, Single-Point Methods for Location of Distortion, Unbalance, Voltage Fluctuation and Dips Sources in a Power System, rozdział w: *Power Quality – Monitoring, Analysis and Enhancement*, edited by Ahmed Zobaa, Mario Mañana Canteli and Ramesh Bansal, InTech, Rijeka, Croatia.
- [11] K. Chmielowiec *i inni*, The use of measurement aggregated data to detect the sources of disturbances in electrical distribution systems, *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 96, no. 3, pp. 5-8, 2019.
- [12] P. Otomański, G. Wiczyński, The usage of voltage and current fluctuation for localization of disturbing loads supplied from power grid, *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 87, no. 1, pp. 107-111, 2011.
- [13] G. Wiczyński, Determining location of voltage fluctuation source in radial power grid, *Electric Power Systems Research*, vol. 180, art. no. 106069, 2020.
- [14] G. Wiczyński, Analysis of Voltage Fluctuations in Power Networks, *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 57, no. 11, pp. 2655-2664, 2008.
- [15] P. Kuwałek, AM Modulation Signal Estimation Allowing Further Research on Sources of Voltage Fluctuations, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 67, no. 8, pp. 6937-6945, 2020.

- [16] P. Kuwałek, Increase of Diagnostic Capabilities of Voltage Fluctuation Indices, *2020 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Dubai, United Arab Emirates, 2020, pp. 1-6.
- [17] P. Kuwałek, W. Jęsko, Recreation of Voltage Fluctuation Using Basic Parameters Measured in the Power Grid, *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 15, pp. 601-609, 2020.
- [18] P. Kuwałek, Estimation of Parameters Associated With Individual Sources of Voltage Fluctuations, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 1, pp. 351-361, 2021.
- [19] P. Kuwałek, Assessment of Diagnostic Capabilities of Methods of Recreation of Voltage Fluctuations, *2024 IEEE 18th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)*, Gdynia, Poland, 2024.
- [20] M. Michalski, Introductory results of tests of algorithms for recreation of voltage variation with voltage fluctuation indices, *2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Ljubljana, Slovenia, 2018, pp. 1-5.
- [21] G. Wiczyński, Estimation of Pst indicator values on the basis of voltage fluctuation indices, *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 66, no. 8, pp. 2046-2055, 2017.
- [22] G. Wiczyński, Voltage-Fluctuation-Based Identification of Noxious Loads in Power Network, *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 58, no. 8, pp. 2893-2898, 2009.
- [23] W. Xu, X. Liu, Y. Liu, An investigation on the validity of power-direction method for harmonic source determination, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 1, pp. 214-219, 2003.
- [24] M.H. Shawon i inni, Localization of Harmonic Sources in Power System - Simulation and Laboratory Study, *Renewable Energy and Power Quality Journal*, pp. 546-551, no. 14, 2016.
- [25] H. Akagi, Y. Kanazawa, A. Nabae, Generalized theory of instantaneous reactive power in three-phase circuit, *Proceedings of the International Power Electronics Conference*, Tokyo, Japan, 1983, pp. 1375-1386.
- [26] P.G.V. Axelberg, M. Bollen, An algorithm for determining the direction to a flicker source, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 2, pp. 755-760, 2006.
- [27] P.G.V. Axelberg, M. Bollen, L. Gu, Trace of flicker sources using the quantity of flicker power, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 1, pp. 465-471, 2008.

NOWA ERA W SYSTEMACH ZDALNEGO ODCZYTU (SZO): NASZA DROGA DO SUKCESU W NAJWIĘKSZYM PRZETARGU SZO W POLSCE

Bernard Hajduk (Iskraemeco)



Innovating for **Life**.

**Nowa era
w systemach
zdalnego odczytu (SZO):**

**Nasza droga do sukcesu
w największym
przetargu SZO w Polsce**

Bernard Hajduk

Area Sales Manager

www.iskraemeco.com



Wyzwania dla OSD

Złożoność sieci → Presja na wydajność operacyjną i jakość usług →

Walka o wydobycie danych i informacji z infrastruktury AMI



Cyfryzacja
i interoperacyjność



Zarządzanie
wzrostem danych



Korelacja danych



OZE, EV, HP
Magazyny energii



Niestabilność
sieci





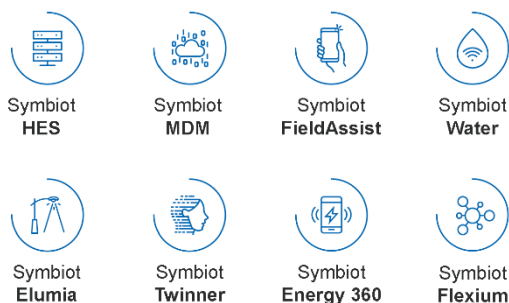
Pakiet rozwiązań Symbiot

- Symbiot ► Budowanie i zarządzanie inteligentnymi środowiskami dla użytkowników
► Proste i inteligentne aplikacje domowe ► Złożone projekty dla sieci energetycznych



Aplikacje Symbiot

- Dostosowanie naszych rozwiązań do Twoich potrzeb
► Modułowy pakiet aplikacji Symbiot
► Rozwiązania dedykowane dla konkretnych zadań





Korzyści

- **Kompleksowe rozwiązanie.** Od uruchomienia LZO i DC do rozliczenia.
- **Elastyczność i interoperacyjność.** Niezależność od producenta urządzeń.
- **Modułowość i konfigurowalność.** Konfiguracja platformy Symbiot dla konkretnych przypadków użycia (use cases) i wymagań biznesowych.
- **Redukcja kosztów.** Jedno rozwiązanie, jeden system, jedna umowa wdrożeniowa i serwisowa.
- **Wielowarstwowe mechanizmy bezpieczeństwa.**
- **Proste wsparcie techniczne.** Jeden punkt kontaktowy dla obsługi technicznej i wsparcia.
- **Pełna widoczność danych.** Pomiarowych, jakości energii, KPI.



Zalety Symbiot HES

- **Skalowalność systemu,** umożliwiającą łatwą i przyjazną konfigurację dla klienta w skali od 100 do 6 000 000 skomunikowanych urządzeń.
- **Pełna elastyczność,** umożliwiającą wdrożenie w różnych środowiskach: fizycznym, wirtualnym, HA, DR.
- **Technologia rozwoju sterowników do odczytywanych urządzeń,** umożliwiającą szybką i płynną integrację z licznikami i koncentratorami danych różnych dostawców.
- **Wbudowana integracja z biblioteką Open API:** SOAP web services, CIM integration layer, Integracja plikowa.





Największy przetarg SZO: Fakty i ciekawostki

Interesujące fakty i ciekawostki:

- Trzy dni z prawnikami od 8:00 do 23:00
- Jeden z warsztatów trwał 10.5 godziny
- Menedżer oferty **został zmieniony** w połowie procesu
- W proces zaangażowanych było **21 osób z Iskraemeco**



Dobre praktyki i wnioski

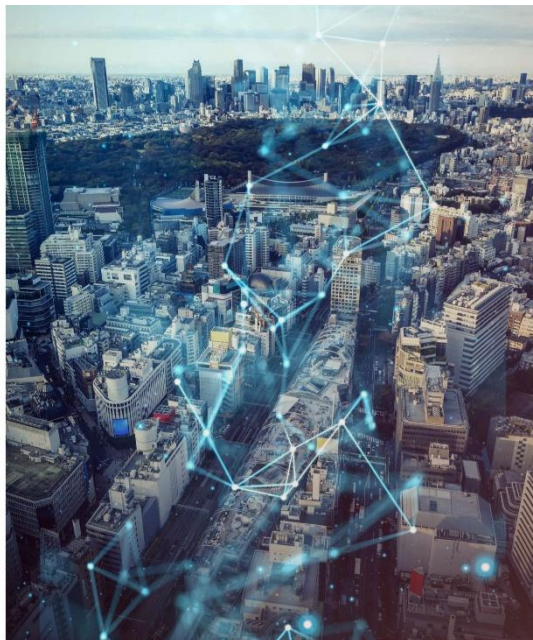
- Wczesne zaangażowanie potencjalnych dostawców w proces TAURON Dystrybucja
- Zrozumienie celów i wymagań TAURON Dystrybucja
- Dłuższy proces dialogu technicznego (2,5 roku) → krótszy proces ofertowania (4 miesiące)
- Tryb postępowania – „Dialog konkurencyjny” otwarty na komunikację z Zamawiającym
→ doprecyzowanie specyfikacji przedmiotu zamówienia
→ zrozumienie wymagań i przygotowanie oferty spełniającej potrzeby Zamawiającego
- Prezentacja demo-live w trakcie postępowania





Kluczowe czynniki oferty

- Długa obecność Symbiot HES na rynku → „prawie” gotowy system, w dużej części „out of the box”
- Obsługa technologii P2P i PLC w jednym systemie
- Gotowość systemu do skalowalności → miliony PPE
- Własne i modułowe oprogramowanie → elastyczna oferta
- „Lean design” dla rozwoju sterowników → niższe koszty
- Integracja HES+KMS → płynność wdrożenia



Dziękuję



Iskraemeco
Area Sales Manager
+48 660 425 972

Pakiet oprogramowania Symbiot



SCENTRALIZOWANE POMIARY PARAMETRÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ W ROZDZIELNIACH NISKICH I ŚREDNICH NAPIĘĆ

Wiesław Gil, Adam Mikołajczak, Krzysztof Wronek (Mikronika)

Streszczenie. W artykule przedstawiono scentralizowane pomiary parametrów energii elektrycznej w rozdzielniach niskich i średnich napięć w sieciach dystrybucyjnych jako alternatywę, a niekiedy uzupełnienie pomiarów wykonywanych przez liczniki energii. Pokazano jak takie instalacje są wkomponowane w stacje niskiego i średniego napięcia. Wskazano, że systemy tego typu są wdrażane w niektórych krajach europejskich. Wzrasta zainteresowanie takimi rozwiązaniami w naszym kraju z potrzeby monitorowania zjawisk związanych z coraz szerszym wprowadzaniem instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrakowych do sieci niskiego i średniego napięcia. W oparciu o kilka przykładów wskazano charakterystyczne parametry tej grupy urządzeń. Wskazano także na kierunki rozwoju funkcjonalności systemów nadzoru pracy sieci niskiego i średniego napięcia, w których dane ze scentralizowanych urządzeń pomiarowych mogą znaleźć zastosowanie.

1. „Inteligentne” liczniki energii elektrycznej

Przejsie z instalacji tradycyjnych liczników energii elektrycznej na liczniki „inteligentne” (ang. smart metres - SM) umożliwia nie tylko pomiar mocy i energii elektrycznej w różnych układach taryfowych ale także korzystanie z nowych funkcji takich jak:

- dynamiczna zmiana taryf i okresów naliczania mocy i energii,
- zdalny, automatyczny odczyt danych (AMR – Automatic Meter Reading)

Liczniki typu SM dostarczają informacji przydatnych dla odbiorców energii. Na ich podstawie mogą oni aktywnie uczestniczyć w optymalizacji zużycia energii i tym samym przyczyniać się do oszczędności i spadku zapotrzebowania. Dane z „inteligentnych” liczników typu SM wykorzystuje się także w systemach monitorowania i analizy stanu zasilania w obszarze niskiego napięcia [1]. Systemy gromadzące i analizujące takie dane umożliwiają agregowanie informacji odnośnie zakłóceń w dostawie energii oraz przygotowywanie i udostępnianie informacji statystycznych, takich jak wskaźniki MAIFI/ SAIFI, wykorzystywane do oceny ciągłości zasilania.

Oprócz liczników typu SM są dostępne i coraz szerzej wdrażane liczniki PQM (Power Quality Meters), które oprócz wielkości wyznaczanych w licznikach SM, wyznaczają poniższe parametry jakości energii:

- podstawowe parametry, takie jak zapady, wzrosty, przerwy w dostawie,
- zaawansowane metrologiczne wielkości takie jak harmoniczne, wskaźniki migotania, wskaźniki asymetrii napięcia

Spółki dystrybucyjne wykorzystują tego typu dane do planowania rozwoju sieci, wykrywania kradzieży energii, detekcji pików obciążeń, potwierdzania i obsługi zakłóceń dostaw energii.

Wzrastające nasycenie linii średniego i niskiego napięcia (SN/nn) źródłami odnawialnymi i magazynami energii wywołuje zainteresowanie operatorów sieci dystrybucyjnej, a także dostawców energii ze źródeł odnawialnych, wprowadzaniem nowych funkcji do systemów nadzorujących pracę sieci SN/nn [1]. Funkcje te mają umożliwiać identyfikację źródła i kierunku

zaburzeń wprowadzanych do sieci takich jak wzrost zniekształceń przebiegów napięcia i prądu, pojawianie się zjawiska migotania, zmian częstotliwości napięcia.

Szczególnie pożądana staje się ocena wielkości i charakteru zaburzeń pojawiających się w sieci energetycznej, związana z pracą źródeł odnawialnych, a w szczególności parków fotowoltaicznych.

Ocena tych zjawisk, występujących często na rozległym obszarze wymaga przesyłania i analizy dużych ilości danych z wielu punktów pomiarowych.

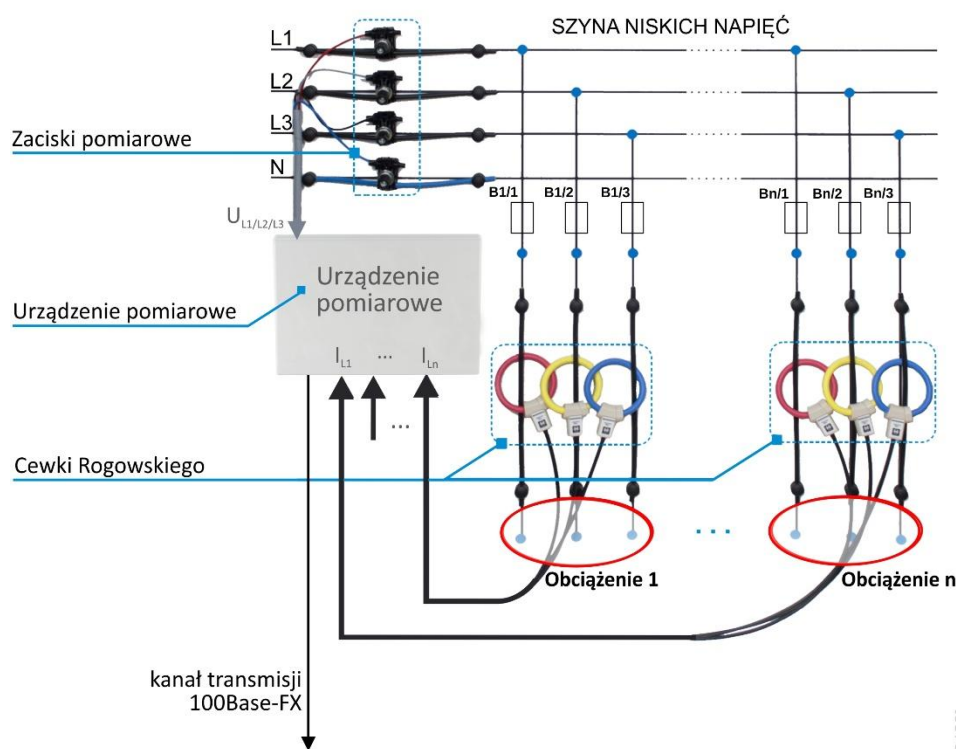
Konstrukcję i funkcjonowanie takich systemów w oparciu o dane z liczników energii, utrudnia:

- niska przepustowość transmisji danych po liniach niskiego napięcia i często brak możliwości korzystania z tej drogi ze względu na zakłócenia,
- konieczność obsługi transmisji w wielu różnorodnych protokołach licznikowych, niejednokrotnie niedostosowanych do zdalnego odczytu pojedynczych wielkości,
- trudności organizacyjne w dystrybucji i dalszej analizie danych wynikające z tego, że w przypadku danych z liczników kto inny jest ich właścicielem i dysponentem, a kto inny miałby je wykorzystywać w nadzorowaniu sieci SN/nn,
- konieczność wdrażania środków ochrony „cyber-security” , szczególnie w przypadku korzystania z ogólnie dostępnych sieci GPRS/LTE.

2. Scentralizowane pomiary parametrów energii elektrycznej

Wykorzystanie danych z inteligentnych liczników zarówno SM jak i PQM jest niewątpliwie dominującym trendem w tworzeniu systemów nadzoru pracy sieci dystrybucyjnych SN/nn. Mimo to, pojawiają się alternatywne rozwiązania oparte o urządzenia realizujące scentralizowane pomiary. Odpowiednie urządzenia pomiarowe z dużą ilością wejść pomiarowych są instalowane w podstacjach i rozdzielniach średniego i niskiego napięcia. Do wdrażania takich rozwiązań przyczyniają się wyszczególnione powyżej problemy z uzyskaniem i transmisją danych, a także możliwość realizowania funkcji niemożliwych lub utrudnionych w rozproszonych licznikach energii elektrycznej.

W rozwiązaniu prezentowanym na rysunku 1, kilkanaście trójfazowych prądów z pól liniowych oraz trójfazowe napięcia szyny w rozdzielni nn jest podłączonych do jednego urządzenia pomiarowego. Urządzenie wykonuje pomiary wartości RMS prądów, napięć, częstotliwości oraz harmonicznych do 50 rzędu. W urządzeniu, w czasie rzeczywistym są wyznaczane wartości mocy oraz energii w układach jednofazowych lub trójfazowych. Identyfikowane są także zmiany prądów liniowych. Na tej podstawie realizowana jest detekcja uszkodzenia wkładek bezpiecznikowych.



Rys. 1. Scentralizowane pomiary w rozdzielni nn

Wyznaczane są także agregacje tak zwanych mocy jednosekundowych oraz mocy piętnastominutowych. Identyfikowane są także wartości maksymalne oraz minimalne w okresach piętnastominutowych. Wyznaczane online współczynniki zawartości harmonicznych w przebiegach napięcia i prądu oraz dostępne wartości niektórych konkretnych harmonicznych pozwalają na ocenę wielkości zakłóceń występujących w sieci elektroenergetycznej, a także w niektórych przypadkach na wstępną identyfikację ich przyczyn.

Zmierzone wartości napięć i obliczone wielkości mocy wraz z innymi wyznaczonymi parametrami są transmitowane do nadrzędnego systemu lub koncentratora danych, na przykład w protokole MODBUS TCP, PN-EN 61870-104 lub innym.

3. Wymagania stawiane urządzeniom pomiarowym

W tabeli 1 zebrano właściwości czterech urządzeń wykonujących scentralizowane pomiary. Dwa z nich są oferowane przez producenta krajowego, a dwa pozostałe przez innych producentów europejskich. Charakterystyczną cechą tych urządzeń jest wykonywanie pomiarów napięcia w trzech lub czterech liniach, czyli w jednym polu trójfazowym z ewentualnym pomiarem napięcia zerowego. Pomiary prądu są wykonywane w kilkunastu pojedynczych liniach, a nawet w czterdziestu liniach w przypadku jednego z urządzeń.

Pomiary można dowolnie konfigurować w układy trójfazowe. Wszystkie przykładowe urządzenia wyliczają moce czynne i bierne dla zdefiniowanych układów trójfazowych, przy czym jedynie dla niektórych można uzyskać informacje z dostępnych materiałów na temat normy, według której moce są liczone.

Tabela 1. Właściwości scentralizowanych urządzeń pomiarowych

pomiary	właściwość/ parametr	UMG-20 ^(a)	EWS DTVI ⁽²⁾	MEM-102	BMG-002
prąd	ilość wejść	20	6 lub 8 kpl. po 3 lub 4 cewki	8 kpl. po 3 cewki	40
	cewki Rogowskiego	Nie	Tak	Tak	Nie
	przekładniki magnetyczne	Tak	Nie	Nie	Nie
	sygnały z przekładników stacyjnych	Tak	Nie	Nie	Tak
	zakres pomiaru	0-63A (600A*)	500/600/1500 /3000A	600/3000A	1,2A
	niepewność pomiaru	Klasa 1 (IEC 61557-12)	1,0	1,0	Klasa 0,1 (IEC 61557-12)
napięcie	ilość wejść	4	3	3	4
	zakres pomiaru	10-300 VAC (LN), 10-480 VAC (LL)	10-264 VAC	276 VAC	276 VAC
	niepewność pomiaru	Klasa 1 (IEC 61557-12)	0,5	0,2	Klasa 0,1 (IEC 61557-12)
harmoniczne	napięcia	Tak	Tak	Tak	Tak
	prądy	Tak	Tak	Tak	Nie
	THDu	Tak	Tak	Tak	Tak
	THDi	Tak	Tak	Tak	Tak
moc	czynna	Tak	Tak	Tak	Tak
	niepewność pomiaru	Klasa 1 (IEC 61557-12)	Brak danych	2,0	Klasa 0,5 (IEC 61557-12)
moc	bierna	Tak	Tak	Tak	Tak
	niepewność pomiaru	Klasa 1 (IEC 61557-12)	Brak danych	2,0	Klasa 0,5 (IEC 61557-12)

We wszystkich urządzeniach ujętych w zestawieniu są obliczane współczynniki odkształceń napięcia THDu oraz prądu THDi. W większości z nich są dostępne co najmniej niektóre wartości wyznaczonych konkretnych harmonicznych. Analizowane urządzenia wykazują zróżnicowane niepewności pomiaru. Są one mniejsze dla napięcia, a większe dla prądów – wynika to zapewne z zastosowanej metody pomiaru. Jedno z urządzeń wykazuje wyraźnie niższe niepewności, o zbliżonych wartościach dla napięć i prądów.

Zamieszczone zestawienie wskazuje, że właściwości pomiarowe scentralizowanych urządzeń pomiarowych odpowiadają wymaganiom stawianym układom przekazującym dane do systemów DMS (ang. Distributing Management System) zarządzania siecią energetyczną SN/nn.

W dobie zagrożeń cyber-atakami należy także wskazać na bezwzględną potrzebę uwzględnienia wymagań dotyczących bezpieczeństwa informatycznego, stawianym obecnie wszelkim urządzeniom przyłączanym do sieci informatycznej przedsiębiorstw energetycznych. Zastosowane rozwiązania powinny być znormalizowane wg odnośnych norm PN-EN 62351, IEEE P1686 i innych aktualnych wytycznych w zakresie ochrony komunikacji, kontroli dostępu do danych, logowania i monitorowania aktywności użytkowników.

4. Kierunki rozwoju

Instalacja urządzeń i systemów umożliwiających scentralizowane odczyty parametrów JEE w obszarze dystrybucji energii elektrycznej i wykorzystanie gromadzonych online danych, co najmniej wspomaga rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych w poniżej zasygnalizowanych aspektach:

- Zarządzania popytem na energię elektryczną

Rozwój sieci energetycznej SN/nn z coraz większym nasyceniem źródłami odnawialnymi tworzy zapotrzebowanie na systemy zarządzania popytem na energię elektryczną (DSM, ang. Demand Side Management). Według opracowań EPRI zarządzanie popytem jest bardziej efektywne kosztowo niż rozbudowa sieci energetycznej w celu zrównoważenia zapotrzebowania większą podażą energii. Wymaga jednak zwiększenia „obserwowalności” sieci poprzez opomiarowanie i instalacje systemów przetwarzających gromadzone dane [2]. Jedną z funkcji takich systemów jest ocena stabilności sieci dystrybucyjnej nn. Metoda tej oceny, przedstawiona w artykule [3] bazuje na estymatorach stanu sieci nn, wyznaczanych na bazie pomiarów prądów w czasie rzeczywistym, służących do tworzenia profili obciążenia także w czasie rzeczywistym.

- Zarządzanie podażą energii ze źródeł odnawialnych

Duże tempo zwiększania mocy produkcyjnych źródeł odnawialnych doprowadziło na przykład w Holandii [4] do tego, że nie ma możliwości zużycia wyprodukowanej energii z uwagi na brak zapotrzebowania. Z taką sytuacją zaczynamy się także mierzyć w naszym kraju, szczególnie w okresie wiosennym oraz wczesno-letnim, gdy nie funkcjonują jeszcze powszechnie instalacje klimatyzacyjne.

Wymagane jest zatem ograniczenie dostępu do sieci dystrybucyjnej dla dostawców zielonej energii. Fakt ten stoi często w sprzeczności z podpisanymi umowami. Taka sytuacja wymaga zarządzania wprowadzonymi ograniczeniami w taki sposób, aby minimalizować ewentualne straty spółek dystrybucyjnych z tytułu nieodebranej energii. Oprócz środków prawnych, takich jak renegocjacja umów, wprowadza się szeregowanie dostępu do sieci i algorytmy krótko i długoterminowej predykcji zapotrzebowania. Temu celowi ma służyć także uelastycznienie sieci wymagające infrastruktury technicznej dla wyłączeń i rekonfiguracji sieci oraz lepsze planowanie prac serwisowych.

Wymagane jest zatem przygotowanie i wdrożenie odpowiednich procedur i funkcji [5] umożliwiających koordynację pracy i struktury sieci a także współpracy sieci SN oraz nn w celu sterowania poziomem napięcia. Te działania wymagają rozbudowy opomiarowania poborów energii i monitoringu stanu sieci energetycznej, ułatwiającego identyfikację i zarządzanie ograniczeniami (ang. congestion management) w trybie online.

- Identyfikacja wielkości i źródeł zaburzeń wprowadzanych do sieci energetycznej

Scentralizowane pomiary parametrów PQ bezpośrednio w polach rozdzielni SN/nn ułatwiają szybką identyfikację ewentualnych odkształceń przebiegów sinusoidalnych powodowanych zaburzeniami wprowadzanymi do sieci przez duże instalacje fotowoltaiczne, farmy wiatrowe i instalacje prosumenckie. Te odkształcenia mogą także być powodowane przesyleniem rdzeni transformatorów, wywołanym ponadnormatywnym wzrostem napięcia [6].

W przeciwieństwie do danych z liczników energii, dane ze scentralizowanych urządzeń odczytowych mogą być dowolnie agregowane i przetwarzane, a uzyskane informacje bezpośrednio wprowadzane do systemów zarządzania siecią bez potrzeby konwersji z protokołów licznikowych lub pobierania informacji z baz danych odczytanych z liczników [7]. Do oceny rodzaju i wielkości zaburzeń wykorzystuje się rozkłady harmonicznych prądu i napięcia, które są dostępne online. Szczególnie istotna jest możliwość oceny i porównania wartości konkretnych harmonicznych w różnych polach i różnych lokalizacjach obiektów.

Skutki wspomnianych odkształceń przebiegów mogą się manifestować na przykład zwiększonym nagrzewaniem transformatorów, pogorszeniem warunków pracy wyłączników, zwiększeniem strat i ograniczeniem zdolności do przesłania określonej ilości energii w liniach kablowych.

- Nadzorowanie stabilnej pracy sieci energetycznej

W krańcowych przypadkach brak kontroli zaburzeń związanych ze wzrostem napięcia wywołanym nadmierną generacją fotowoltaiczną, zmiany częstotliwości oraz zadziałanie zabezpieczeń mogą doprowadzić do rozpadu sieci energetycznej. W tym kontekście dane uzyskane z zaawansowanych scentralizowanych urządzeń pomiarowych, wykonujących nie tylko pomiary napięcia i prądów ale także fazorów mogą być wykorzystane do przeciwdziałania takim zjawiskom.

- Bilansowanie i ocena strat

Dane uzyskiwane z urządzeń realizujących scentralizowane pomiary są wykorzystywane do tworzenia algorytmów bilansowania strat w sieciach SN/nn [7]. Pomiary w polach w rozdzielniach nn są zestawiane z danymi uzyskanymi z liczników, zainstalowanych u odbiorców energii. Wielkość bezwzględnych strat i różnice ich poziomu między poszczególnymi liniami wspomagają podejmowanie decyzji inwestycyjnych. Ocena wielkości strat pozwala także na szybkie wyselekcjonowanie tych linii zasilających, w których występują ponadnormatywne straty. Analiza godzinowego rozkładu strat w przeciągu doby, a także w dłuższych przedziałach czasu, pozwala wyodrębnić te obszary sieci, w których energia jest pobierana poza-licznikowo. Dotyczy to na przykład warsztatów naprawczych, instalacji klimatyzacyjnych lub nawet oświetlania zakazanych upraw.

- Detekcja uszkodzeń

Sieci energetyczne, opisywane obecnie jako „smart grid” powinny docelowo uzyskać właściwość „samoczynnej naprawialności”. Realizuje się to poprzez wykorzystanie zabezpieczeń lub tzw. reklozerów instalowanych w głębi sieci energetycznej. Urządzenia te z reguły instaluje się bezpośrednio na słupach lub w pobliżu transformatorów SN/nn. Funkcjonują one w systemach FDIR (ang. Field Detection and Restoration) których zadaniem jest wyizolowanie obszaru w którym występuje uszkodzenie i szybkiego przywrócenia zasilania w których urządzenia są sprawne. Uzupełnieniem algorytmów wykorzystywanych w tych systemach mogą być dane ze scentralizowanych układów pomiarowych, instalowanych bezpośrednio w rozdzielniach SN/nn [7]. Dotyczy to przede wszystkim detekcji uszkodzenia wkładek bezpiecznikowych, która to funkcja jest powszechnie dostępna w urządzeniach do scentralizowanych pomiarów i nadzoru sieci niskiego napięcia.

- Proaktywne zapewnienie jakości dostaw energii elektrycznej

Już w materiałach publikowanych przed 12-toma laty, na przykład w artykule [8] wskazywano na potrzebę proaktywnych działań dla uzyskania pożądanej jakości dostaw energii elektrycznej. Miały one polegać na przewidywaniu wystąpienia zaburzeń, takich jak na przykład spadki napięć przekraczające wartości kryterialne. W tym celu postulowano instalację liczników energii lub innych mierników co najmniej w punkcie zasilania, w centrum linii oraz u odbiorcy na końcu linii. Dane z tych liczników miałyby służyć szybkiej detekcji spadków napięć i adekwatnej zmiany pozycji przetłączników zaczepek transformatorów w celu kompensacji spadków napięcia.

Instalacja urządzeń do scentralizowanych pomiarów bezpośrednio na stacji zasilającej, przy transformatorze dystrybucyjnym ułatwia uzyskanie niezbędnych danych. Pozwala to szybko oszacować wielkość i przyczynę spadków napięcia, a także innych zaburzeń jakości energii i podjąć adekwatne decyzje eksploatacyjne.

5. Podsumowanie

Ocena charakteru, przyczyn, a także wielkości zaburzeń pojawiających się w sieci energetycznej SN/nn, szczególnie związanych z pracą źródeł odnawialnych jest utrudniona w oparciu jedynie o dane uzyskiwane z inteligentnych liczników energii.

Właściwości techniczne scentralizowanych systemów pomiarowych, takie jak możliwość precyzyjnego, jednoczesnego pomiaru napięcia i prądu w wielu linach odbiorczych, pomiary rozkładu harmonicznych prądu i napięcia, pomiary mocy umożliwiają tworzenie zaawansowanych systemów nadzorowania stanu sieci średniego i niskiego napięcia. Przyczynia się do tego także stosowanie znormalizowanych, jednolitych protokołów transmisji danych.

Stosowanie scentralizowanych układów pomiarowych jest również uzasadnione ekonomicznie łatwością instalacji i relatywnie niższą ceną takich układów, szczególnie uwzględniając możliwość zaawansowanych pomiarów w wielu liniach i polach stacji energetycznej.

Coraz bardziej zaawansowane funkcjonalnie, scentralizowane urządzenia pomiarowe będą wyposażane w coraz szerszy, znormalizowany zakres funkcji oceny jakości energii oraz w specjalizowane funkcje, takie jak pomiar fazorów. Dane z tego typu urządzeń będą stosowane w algorytmach oceny stabilności sieci. Taka potrzeba wynika ze zmiany charakteru sieci SN/nn, wywołanej coraz bardziej powszechnym instalowaniem źródeł odnawialnych.

Literatura

- [1] H. Kumar, J. Kumar, J. Devi „Monitoring and analysis of low-voltage network with smart grid architecture model by developing use cases”, International Journal on smart sensing and Intelligent systems, Article DOI:10.21307/ijssis, Issue1/ Vol.14, 2021
- [2] J.PEPPANEN, A.CHUANG, A.O’CONNELL, “Evaluating Demand Flexibility as a Distribution Planning Alternative”, CIGRE group C6/PS1, Paris Session August 2024
- [3] A.Lombard, L.Prada, M.Torres i inni, „A method to handle unbalanced systems in branch current-based state estimators” MPDI, Article DOI.org/10.3390/ su17030942, 24.01.2025
- [4] Ch.RIPKEN, Evert DE HAAN, Atze PETERS, “Implementing congestion management in Dutch distribution grids”, CIGRE group C6/PS1, Paris Session August 2024

- [5] G.SAMPAIO, F.RETORTA, C.GOUVEIA, “Coordinated voltage control between Medium and Low Voltage distribution grids with market-based flexibility”, CIGRE group C6/PS1, Paris Session August 2024
- [6] K.Jagiełła, J.Rak, M.Gała, M.Kępiński „Straty mocy w transformatorach energetycznych zasilających dużych odbiorców przemysłowych”, Politechnika Częstochowska, Elektroenergetyka nr 3, 2011
- [7] A.Stranimirović, M.Bogdanowić, M.Frtunić i inni, „Low-voltage electricity network monitoring system: design and production experience”, International Journal of distributed Sensor Networks”, Article DOI:10.1177/1550147720903629, 6.01.2020
- [8] K.Kerry, M.Simones, „Utilizing a Smart Grid Monitoring System to Improve Voltage Quality of Customers”, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol3, no. 3, June 2012



Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań
tel. +48 61 846-02-00, fax: +48 61 846-02-09, ptpiree.pl, ptpiree@ptpiree.pl
NIP: 777-00-04-090, REGON: 004845964
SANTANDER Bank Polska 30 1090 1362 0000 0000 3601 8167