



INSTRUKCJA OBSŁUGI

ANALIZATOR JAKOŚCI ZASILANIA PQM-701 PQM-701Z PQM-701Zr



**SONEL S. A.
ul. Wokulskiego 11
58-100 Świdnica**

Wersja 2.1 26.02.2014



PQM-701zr Ikoną z nazwą analizatora zaznaczono fragmenty tekstu dotyczące specyficznych cech danego analizatora, w szczególności dostępności bądź niedostępności danej funkcji.

SPIS TREŚCI

1	Informacje ogólne.....	6
1.1	Bezpieczeństwo.....	6
1.2	Ogólna charakterystyka.....	7
1.3	Analizator PQM-701Z PQM-701Z	8
1.4	Analizator PQM-701Zr PQM-701Zr	8
1.5	Zasilanie analizatora.....	10
1.6	Szczelność i praca w warunkach zewnętrznych.....	10
1.7	Mierzone parametry.....	11
1.8	Zgodność z normami.....	13
1.9	Montaż na szynie DIN.....	14
2	Obsługa analizatora	15
2.1	Włączanie i wyłączanie.....	15
2.2	Połączenie z PC i transmisja danych.....	17
2.3	Wykonywanie pomiarów.....	18
2.3.1	Punkty pomiarowe.....	18
2.3.2	Wyzwalanie i zatrzymanie rejestracji.....	18
2.3.3	Przybliżone czasy rejestracji.....	19
2.4	Układy pomiarowe.....	20
2.5	Obsługa portu szeregowego PQM-701Zr	25
2.5.1	Port szeregowy RS-232.....	25
2.5.2	Ustawianie parametrów transmisji szeregowej.....	25
2.5.3	Bezpośrednia komunikacja RS-232.....	26
2.5.4	Komunikacja z analizatorem poprzez modem GSM.....	27
2.6	Blokada przycisków.....	28
2.7	Tryb uśpienia.....	29
2.8	Sygnalizacja błędu podłączenia.....	29
2.9	Funkcja automatycznego wyłączenia.....	29
3	Program „Sonel Analiza 2”.....	30
4	Budowa i metody pomiarowe.....	30
4.1	Wejścia napięciowe.....	30
4.2	Wejścia prądowe.....	30
4.3	Cyfrowy integrator.....	31
4.4	Próbkowanie sygnału.....	31
4.5	Synchronizacja PLL.....	32
4.6	Pomiar częstotliwości.....	33
4.7	Metoda pomiaru składowych harmonicznych.....	33
4.8	Detekcja zdarzeń.....	34
5	Formuły obliczeniowe.....	36
5.1	Sieć jednofazowa.....	36
5.2	Sieć dwufazowa.....	39
5.3	Sieć trójfazowa gwiazda z N.....	40
5.4	Sieć trójfazowa trójkąt i gwiazda bez N.....	43

5.5	Metody uśredniania parametrów	44
6	Jakość zasilania – przewodnik	45
6.1	Informacje podstawowe.....	45
6.1.1	Cęgi twarde (CT) do pomiaru prądów zmiennych (AC)	46
6.1.2	Cęgi do pomiaru prądów zmiennych i stałych (AC/DC)	46
6.1.3	Cęgi elastyczne (giętkie)	47
6.2	Migotanie światła (Flicker)	48
6.3	Pomiar mocy.....	48
6.3.1	Moc czynna	49
6.3.2	Moc bierna	49
6.3.3	Moc bierna a układy 3-przewodowe.....	52
6.3.4	Moc bierna a liczniki energii biernej.....	53
6.3.5	Moc pozorną	54
6.3.6	Moc odkształcenia D_B a efektywna moc pozorną odkształcenia S_{eN}	56
6.3.7	Współczynnik mocy	56
6.4	Harmoniczne	57
6.4.1	Moce czynne harmonicznych.....	58
6.4.2	Moce bierne harmonicznych	59
6.4.3	Charakterystyka harmonicznych w układach trójfazowych	60
6.4.4	Współczynnik THD.....	61
6.4.5	Współczynnik K	61
6.5	Asymetria.....	62
6.6	Zapady, wzrosty i przerwy w napięciu	64
6.7	Uśrednianie wyników pomiarów	65
7	Dane techniczne	68
7.1	Wejścia.....	68
7.2	Mierzone parametry - dokładności, rozdzielczości i zakresy	69
7.2.1	Warunki odniesienia.....	69
7.2.2	Napięcie.....	69
7.2.3	Prąd.....	69
7.2.4	Częstotliwość.....	70
7.2.5	Harmoniczne	70
7.2.6	Moce harmonicznych.....	70
7.2.7	Moc i energia.....	70
7.2.8	Szacowanie niepewności pomiaru mocy i energii.....	71
7.2.9	Migotanie światła	73
7.2.10	Asymetria.....	73
7.3	Detekcja zdarzeń - wartości skuteczne napięcia i prądu	74
7.4	Detekcja zdarzeń - pozostałe parametry	74
7.5	Rejestracja.....	75
7.6	Zasilanie i grzałka	76
7.7	Obsługiwane sieci.....	76
7.8	Obsługiwane cęgi prądowe	76
7.9	Komunikacja.....	77
7.10	Warunki środowiskowe i pozostałe dane techniczne	77
7.11	Bezpieczeństwo i kompatybilność elektromagnetyczna	77
7.12	Standardy.....	78
8	Wyposażenie.....	78

8.1	Wyposażenie standardowe	78
8.2	Wyposażenie dodatkowe.....	79
8.2.1	Cęgi C-4	79
8.2.2	Cęgi C-5	80
8.2.3	Cęgi C-6	82
8.2.4	Cęgi C-7	84
8.2.5	Cęgi F-1, F-2, F-3	85
9	Pozostałe informacje.....	87
9.1	Czyszczenie i konserwacja.....	87
9.2	Magazynowanie.....	87
9.3	Rozbiórka i utylizacja	87
9.4	Producent	87
9.5	Usługi laboratoryjne	88

1 Informacje ogólne

1.1 Bezpieczeństwo



Przyrząd PQM-701 przeznaczony jest do pomiaru, rejestracji i analizy parametrów zasilania. Aby zapewnić bezpieczną obsługę i poprawność uzyskiwanych wyników należy przestrzegać następujących zaleceń:

- Przed rozpoczęciem eksploatacji analizatora, należy dokładnie zapoznać się z niniejszą instrukcją i zastosować się do przepisów bezpieczeństwa i zaleceń producenta.
- Zastosowanie analizatora inne niż podane w tej instrukcji, może spowodować uszkodzenie przyrządu i być źródłem poważnego niebezpieczeństwa dla użytkownika.
- Przyrządy PQM-701 mogą być używane jedynie przez wykwalifikowane osoby posiadające wymagane uprawnienia do prac przy instalacjach elektrycznych. Posługiwanie się przyrządem przez osoby nieuprawnione może spowodować jego uszkodzenie i być źródłem poważnego niebezpieczeństwa dla użytkownika.
- Przyrządu nie wolno stosować do sieci i urządzeń w pomieszczeniach o specjalnych warunkach, np. o atmosferze niebezpiecznej pod względem wybuchowym i pożarowym.
- Niedopuszczalne jest używanie:
 - ⇒ przyrządu, który uległ uszkodzeniu i jest całkowicie lub częściowo niesprawny,
 - ⇒ przewodów z uszkodzoną izolacją,
- Nie wolno zasilać urządzenia ze źródeł innych niż wymienione w niniejszej instrukcji.
- Jeśli to możliwe należy podłączać analizator do obwodów przy wyłączonym zasilaniu.
- Przed umieszczeniem analizatora w skrzynce przyłączeniowej ZK zaleca się zdemontowanie metalowego wspornika z tylnej ścianki, w celu uniknięcia przypadkowego zwarcia.
- Otwarcie pokrywy urządzenia powoduje utratę szczelności, co przy niekorzystnych warunkach atmosferycznych może doprowadzić do uszkodzenia analizatora jak również narażenia użytkownika na niebezpieczeństwo porażenia elektrycznego.
- Naprawy mogą być wykonywane wyłącznie przez autoryzowany serwis.



Analizator PQM-701 spełnia wymogi wg PN-EN 61010-1 dla kategorii pomiarowej IV 600 V i izolacji podwójnej z zamkniętą pokrywą obudowy. Przy otwartej pokrywie spełnia wymagania kat. IV 600 V i izolacji podstawowej.

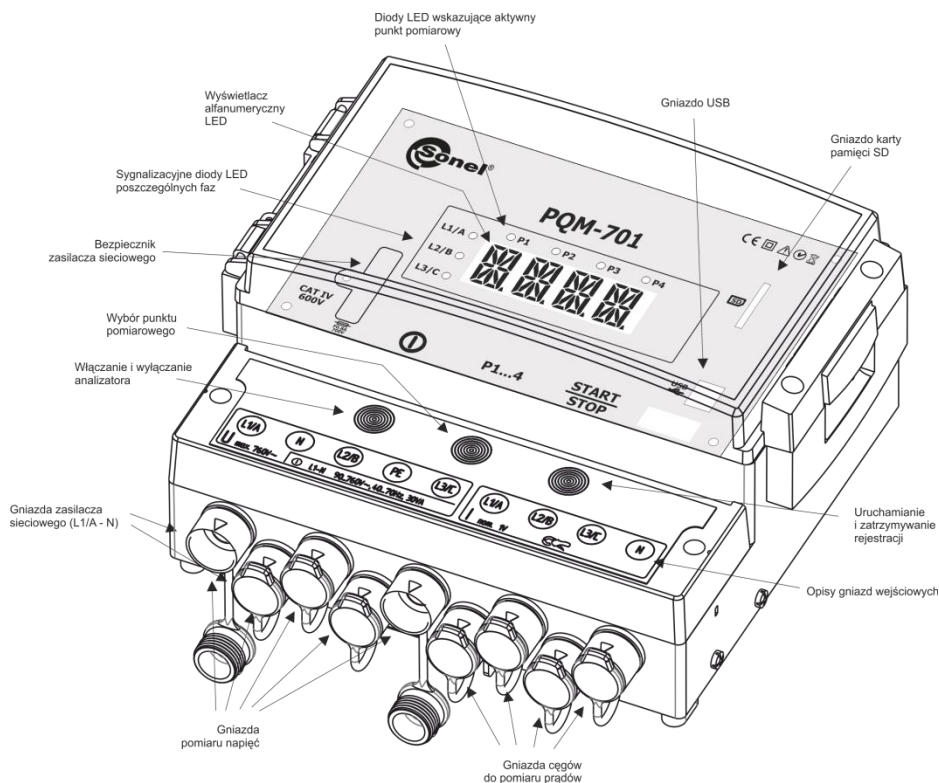


Kategoria pomiarowa całego systemu jest zależna od użytych akcesoriów. Podłączenie do analizatora akcesoriów (np. cęgów prądowych) o niższej kategorii pomiarowej powoduje obniżenie kategorii całego systemu.

1.2 Ogólna charakterystyka

Analizator jakości zasilania PQM-701 (Rys. 1) jest zaawansowanym technicznie produktem umożliwiającym wszechstronny pomiar, analizę i rejestrację parametrów sieci energetycznych 50/60 Hz oraz jakość energii elektrycznej zgodnie z europejską normą EN 50160 oraz Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Analizator wyposażony jest w pięć napięciowych gniazd wejściowych oznaczonych L1/A, L2/B, L3/C, N i PE przy czym wejście N (przewód neutralny) jest wspólne. Zakres napięć mierzonych przez cztery kanały pomiarowe to maksymalnie ± 1150 V. Zakres ten można zmieniać stosując dodatkowe zewnętrzne przekładniki napięciowe.



Rys. 1. Analizator jakości zasilania PQM-701. Widok ogólny.

Do pomiaru prądów służą cztery wejścia prądowe, które pozwalają na przyłączenie kilku rodzajów cęgów prądowych. Wśród nich znajdują się cęgi giętkie F-1, F-2, F-3 o zakresie nominalnym 3000 A (różniące się jedynie obwodem cewki) oraz cęgi twarde C-4 (zakres 1000 A AC), C-5 (zakres 1000 A AC/DC), C-6 (zakres 10 A AC) i C-7 (zakres 100 A AC). Również w przypadku prądów zakres nominalny może zostać zmieniony przy użyciu dodatkowych przekładników – dla przykładu stosując przekładnik 100:1 z cęgami C-4 można mierzyć prądy do 100 kA.

Duży nacisk położono na funkcjonalność w trybie rejestracji. Dlatego też przyrząd wyposażono w wymiowaną kartę typu SD (ang. *Secure Digital*) o dużej pojemności. Po zakończonej rejestracji możliwe jest wyjęcie karty ze złącza analizatora i użycie zewnętrznego czytnika kart SD w połączeniu z dołączonym oprogramowaniem w celu maksymalnie szybkiego transferu danych do

komputera. Dane można również odczytać przy użyciu dwóch łącz komunikacyjnych: USB lub transmisji radiowej.

Rejestrowane parametry są podzielone na grupy, które można niezależnie od innych włączać lub wyłączać z rejestracji, co pozwala na racjonalne wykorzystanie miejsca na karcie pamięci. Nie rejestrowane parametry nie zajmują miejsca, tym samym można znacznie wydłużyć czas rejestracji pozostałych parametrów.

W przypadku analizatora PQM-701 jest on zasilany z badanej sieci; wewnętrzny zasilacz o szerokim zakresie napięć wejściowych 90...760 V AC jest w urządzeniu na stałe przyłączony do linii L1/A i N. W PQM-701Z zasilacz sieciowy ma niezależne zaciski na prawej ścianie obudowy i nie są one połączone z zaciskami napięciowymi L1/A i N.

Cechą charakterystyczną PQM-701 jest przystosowanie do pracy w trudnych warunkach atmosferycznych – może on być instalowany bezpośrednio na słupach energetycznych. Zapewnia szczelność klasy IP65, a zakres temperatur pracy to -20°C...+55°C.

Bezprzewodową pracę w warunkach zaniku napięcia zasilania zapewnia wewnętrzny akumulator litowo-jonowy.

Uproszczony interfejs użytkownika obejmuje 4-pozycyjny wyświetlacz alfanumeryczny typu LED, zapewniający doskonałą widoczność przy oświetleniu zewnętrznym, oraz 3-przyciskową klawiaturę dotykową.

Elementem ujawniającym pełne możliwości urządzenia jest dedykowane oprogramowanie PC „Sonel Analiza 2”.

Komunikacja z komputerem jest możliwa na dwa sposoby:

- izolowanym galwanicznie łączem USB zapewniającym szybkość transmisji do 921,6 kbit/s (do podłączenia konieczne jest otwarcie pokrywy urządzenia),
- łączem radiowym o szybkości 57,6 kbit/s.

Aby móc skorzystać z trybu łączności bezprzewodowej do komputera należy podłączyć odbiornik radiowy OR-1 przyłączany do portu USB komputera. Komunikacja w tym trybie jest wolniejsza, dlatego też jest zalecana do podglądu danych bieżących sieci mierzonych przez analizator oraz konfiguracji i sterowania analizatorem. Nie zaleca się odczytu dużych ilości danych zapisanych na kartę SD poprzez łącze radiowe, z powodu wolniejszej transmisji danych.

1.3 Analizator PQM-701Z

Analizator PQM-701Z różni się od PQM-701 w następujących aspektach:

- PQM-701Z ma oddzielne zaciski zasilacza sieciowego na prawej ścianie obudowy analizatora. Wewnętrzny zasilacz sieciowy jest podłączony tylko do tych zacisków (brak połączenia z napięciowymi zaciskami pomiarowymi L1/A i N).
- Wymiary zewnętrzne obu analizatorów są nieco inne; zobacz dane techniczne w pkt. 7.10.

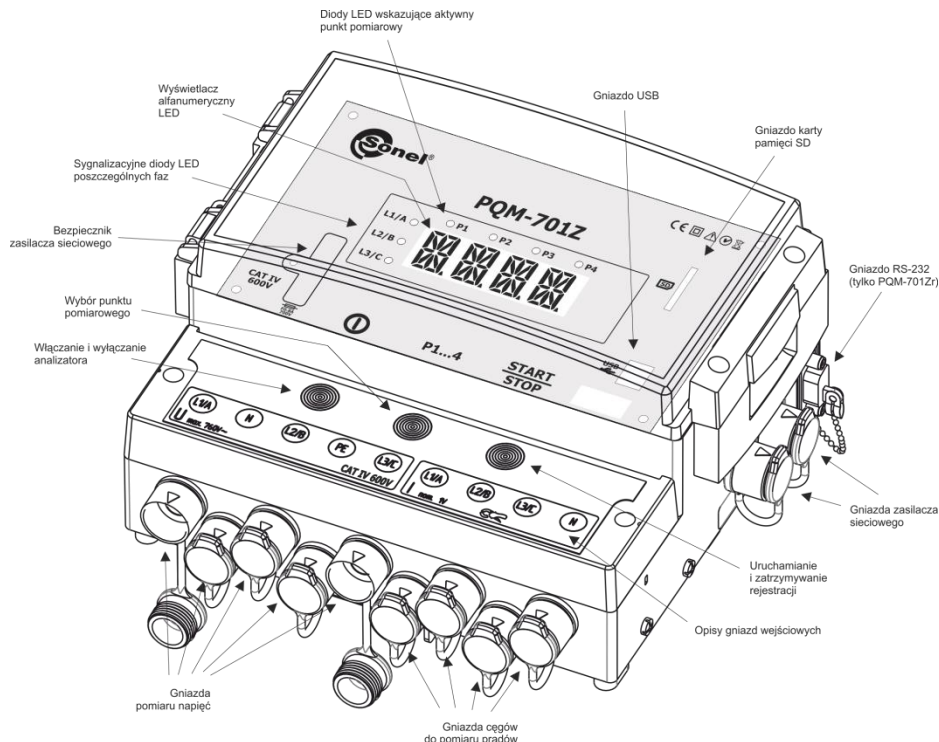
Pozostałe cechy analizatora w stosunku do PQM-701 nie ulegają zmianom.

1.4 Analizator PQM-701Zr

Analizator PQM-701Zr różni się od PQM-701 w następujących aspektach:

- PQM-701Zr ma oddzielne zaciski zasilacza sieciowego na prawej ścianie obudowy analizatora (podobnie jak PQM-701Z). Wewnętrzny zasilacz sieciowy jest podłączony tylko do tych zacisków (brak połączenia z napięciowymi zaciskami pomiarowymi L1/A i N).
- PQM-701Zr posiada dodatkowy, izolowany galwanicznie port szeregowy RS-232 wyprowadzony na gnieździe umieszczonym na bocznej ścianie obudowy.
- Wymiary zewnętrzne obu analizatorów są nieco inne; zobacz dane techniczne w pkt. 7.10.

1 Informacje ogólne



Rys. 2. Analizator jakości zasilania PQM-701Z i PQM-701Zr. Widok ogólny. UWAGA: gniazdo RS-232 występuje tylko w analizatorze PQM-701Zr.

Port RS-232 umożliwia połączenie z komputerem PC lub zewnętrznym modułem komunikacyjnym (np. modemem GSM). Obsługiwany jest tryb sprzętowego sterowania przepływem (za pomocą linii CTS i RTS).

Port RS-232 jest aktywny tylko wtedy, gdy nie jest podłączony przewód USB do gniazda na panelu czołowym analizatora. Połączenie komputera z analizatorem przewodem USB powoduje przerwanie aktywnego połączenia RS-232 (jeśli jest aktywne).

Prędkość transmisji RS-232 wynosi maksymalnie 921600 bit/s i może być zmieniana przez użytkownika.

Gniazdo RS-232 zapewnia szczelność IP65 w stanie niepodłączonym. Dostarczana osłona pozwala na zabezpieczenie styków złącza przed wpływem czynników atmosferycznych.

Dodatkowym akcesorium standardowym PQM-701Zr jest przewód do transmisji danych RS-232 bez przepływu żeńsko-męski.

Pozostałe cechy analizatora w stosunku do PQM-701 nie ulegają zmianom.

Informacja

W tej instrukcji będzie używana nazwa PQM-701 na określenie wszystkich odmian analizatora (również PQM-701Z i PQM-701Zr), chyba, że zaznaczono inaczej.

1.5 Zasilanie analizatora

Analizator posiada wbudowany zasilacz sieciowy o zakresie napięć nominalnych 90...760 V AC. W PQM-701 jest on podłączony do zacisków napięciowych L1/A i N, więc analizator może być zasilany z badanej sieci.

PQM-701Z **PQM-701Zr** W PQM-701Z i PQM-701Zr zasilacz ma niezależne zaciski umieszczone na prawej ścianie obudowy.

Dla podtrzymania zasilania w czasie przerw w dostawie energii służy wewnętrzny akumulator. Jest on ładowany jeśli obecne jest napięcie na zaciskach zasilacza sieciowego. Podtrzymuje on zasilanie do 5 godzin w temperaturach -20...+55°C. Po wyczerpaniu akumulatorów miernik przerywa bieżącą pracę (np. rejestrację) i wyłącza się awaryjnie z napisem „BATT”. Po powrocie napięcia zasilania, jeśli wcześniej trwała rejestracja, analizator ją wznowia.

Po długotrwałym nie używaniu z odłączonym zasilaniem (powyżej 3 miesięcy), pakiet akumulatorów może zostać całkowicie rozładowany i tracone są ustawienia dotyczące aktualnego czasu, ostatnio używanego punktu pomiarowego, haseł blokady klawiatury oraz PIN, itp. Po wznowieniu pracy zalecane jest ustawienie utraconych ustawień przy użyciu programu „Soneł Analiza 2”.

Uwaga

Akumulator może być wymieniany wyłącznie w firmowym serwisie.

1.6 Szczelność i praca w warunkach zewnętrznych

Analizator PQM-701 jest przystosowany do pracy w trudnych warunkach atmosferycznych – może on być instalowany bezpośrednio na słupach energetycznych. Do montażu służą dwie opaski z klamrami, które należy przewlec przez metalowy stelaż przykręcony do tylnej ścianki analizatora. Zapewnia szczelność klasy IP 65 w pozycji pionowej z gniazdami zwróconymi do dołu, a zakres temperatur pracy to -20°C...+55°C.

Uwaga

Aby zapewnić deklarowaną klasę szczelności IP 65 należy bezwzględnie przestrzegać następujących zasad:

- Analizator powinien być zamontowany gniazdami przyłączeniowymi do dołu,
- Należy przykręcić przezroczystą pokrywę urządzenia dwoma wkrętami obok zaczepu pokrywy (zamknięcie pokrywy tylko za pomocą zaczepu nie jest wystarczające!)
- Nieużywane gniazda pomiarowe należy uszczelnić korkami silikonowymi.



Ponieważ właściwości zastosowanej klawiatury pojemnościowej powodują, że silny strumień wody (deszczu) może wywołać detekcję naciśnięcia klawisza, zaleca się, aby w konfiguracji analizatora włączyć opcję zabezpieczenia klawiatury 3-cyfrowym kodem. Ryzyko niezamierzonego zatrzymania rejestracji zostanie w ten sposób zminimalizowane.

Przy temperaturze otoczenia poniżej 0°C włączane jest podgrzewanie urządzenia wewnętrzną grzałką, której zadaniem jest utrzymywanie temperatury dodatniej w zakresie temperatur otoczenia -20°C...0°C.

Grzałka jest zasilana z wbudowanego zasilacza sieciowego, a jej moc jest ograniczona do ok. 10 W.

1 Informacje ogólne

Ze względu na charakterystykę wbudowanego akumulatora litowo-jonowego jego ładowanie jest zablokowane w temperaturach ujemnych panujących wewnątrz analizatora. Sytuacja taka może wystąpić, gdy analizator nie ma zapewnionego zasilania przy temperaturach otoczenia poniżej 0°C. Ponowne ładowanie akumulatora będzie możliwe dopiero po ogrzaniu wnętrza analizatora do temperatury powyżej 0°C.

1.7 Mierzone parametry

Analizator PQM-701 umożliwia pomiar i rejestrację następujących parametrów:

- napięcia skuteczne fazowe i międzyfazowe w zakresie do 760V (szczytowo do 1150 V),
- prądy skuteczne do 3000 A (szczytowo 10 kA) przy użyciu cęgów giętkich (F-1, F-2, F-3), do 1000 A (szczytowo do 3600 A) z użyciem cęgów twardych C-4 lub C-5, do 10 A (szczytowo do 36 A) z cęgami C-6, lub do 100 A (szczytowo do 141 A) z cęgami C-7,
- współczynniki szczytu prądu i napięcia,
- częstotliwość sieci w zakresie 40..70 Hz,
- moce i energie czynne, bierne, pozorne, moc odkształcenia,
- składowe harmoniczne napięć i prądów (do 50-tej),
- współczynnik zniekształceń harmonicznych THD_F i THD_R dla prądu i napięcia,
- współczynnik strat K wywołanych wyższymi harmonicznymi (K-Factor),
- moce czynne i bierne harmonicznych,
- kąty między harmonicznymi napięcia i prądu,
- współczynnik mocy, $\cos\phi$, $\tan\phi$,
- współczynniki asymetrii sieci trójfazowych i składowe symetryczne,
- wskaźniki migotania światła P_{st} i P_{It} .

Wybrane parametry są agregowane (uśredniane) wg czasu wybranego przez użytkownika i mogą zostać zapisane na karcie pamięci. Oprócz wartości średniej możliwe jest rejestrowanie wartości minimalnej i maksymalnej w czasie trwania przedziału uśredniania oraz chwilowej w chwili zapisu rekordu.

Rozbudowany jest również blok detekcji zdarzeń. Typowymi zdarzeniami w normie EN 50160 są dla napięć zapad (czyli zmniejszenie wartości skutecznej napięcia poniżej 90% wartości nominalnej napięcia), wzrost (zwiększenie powyżej 110% wartości nominalnej) oraz przerwa (czyli obniżenie napięcia poniżej progu 1% wartości nominalnej). Użytkownik nie musi ustawić zdefiniowanych w normie EN 50160 wprowadzać samodzielnie – program pozwala na automatyczną konfigurację przyrządu w tryb pomiaru jakości energii wg EN 50160. Do dyspozycji użytkownika pozostaje tryb własnej konfiguracji – program oferuje w tym względzie pełną elastyczność. Napięcie jest tylko jednym z wielu parametrów, dla którego można zdefiniować progi detekcji zdarzeń. I tak, dla przykładu, możliwe jest skonfigurowanie analizatora na wykrycie spadku współczynnika mocy poniżej określonego progu, przekroczenia THD powyżej innego progu i podobnie przekroczenie przez 9-tą harmoniczną napięcia wartości procentowej ustalonej przez użytkownika. Zdarzenie jest zapisywane razem z czasem wystąpienia. W przypadku zdarzeń dotyczących przekroczenia progów zapadu, przerwy i przepięcia dla napięć oraz przekroczenia wartości minimalnej i maksymalnej dla prądów można uzupełnić informację o wystąpieniu zdarzenia o oscylogram przebiegów napięć i prądów. Możliwe jest zapisanie 2 okresów przed zdarzeniem i 4 po nim.

Bardzo szerokie możliwości konfiguracji wraz z mnogością mierzonych parametrów czynią z analizatora PQM-701 niezwykle przydatne i potężne narzędzie do pomiarów i analizy wszelkiego rodzaju sieci zasilających i zakłóceń w nich występujących. Niektóre z unikalnych cech tego przyrządu wyróżniają go na tle innych tego rodzaju analizatorów dostępnych na rynku.

W Tab. 1 przedstawiono zbiorcze zestawienie parametrów mierzonych przez analizator PQM-701 w zależności od typu sieci.

Tab. 1. Mierzone parametry dla różnych konfiguracji sieci

Typ sieci, kanał Parametr		1-f		2-f			3-f gwiazda z N					3-f trójkąt 3-f gwiazda bez N				
		A	N	A	B	N	TOT	A	B	C	N	TOT	A	B	C	TOT
U	Napięcie skuteczne	•	•	•	•	•		•	•	•	•		•	•	•	
U _{DC}	Składowa stała napięcia	•	•	•	•	•		•	•	•	•		•	•	•	
I	Prąd skuteczny	•	•	•	•	•		•	•	•	•		•	•	•	
I _{DC}	Składowa stała prądu	•	•	•	•	•		•	•	•	•		•	•	•	
f	Częstotliwość	•		•				•					•			
CF U	Współczynnik szczytu napięcia	•	•	•	•	•		•	•	•	•		•	•	•	
CF I	Współczynnik szczytu prądu	•	•	•	•	•		•	•	•	•		•	•	•	
P	Moc czynna	•		•	•		•	•	•	•		•				•
Q ₁ , Q _B	Moc bierna	•		•	•		•	•	•	•		•				• ⁽¹⁾
D, S _N	Moc odkształcenia	•		•	•		•	•	•	•		•				
S	Moc pozorna	•		•	•		•	•	•	•		•				•
PF	Współczynnik mocy	•		•	•		•	•	•	•		•				•
cosφ	Współczynnik przesunięcia fazowego	•		•	•		•	•	•	•		•				
tgφ	Współczynnik tangensφ	•		•	•		•	•	•	•		•				• ⁽¹⁾
THD U	Współczynnik zawartości harmoniczných napięcia	•	•	•	•	•		•	•	•	•		•	•	•	
THD I	Współczynnik zawartości harmoniczných prądu	•	•	•	•	•		•	•	•	•		•	•	•	
K	Współczynnik K	•	•	•	•	•		•	•	•	•		•	•	•	
E _{P+} , E _{P-}	Energia czynna (pobrana i oddana)	•		•	•		•	•	•	•		•				•
E _{Q1+} , E _{Q1-} , E _{QB+} , E _{QB-}	Energia bierna (pobrana i oddana)	•		•	•		•	•	•	•		•				• ⁽¹⁾
E _S	Energia pozorna	•		•	•		•	•	•	•		•				•
U _{h1..h50}	Amplitudy harmoniczných napięcia	•	•	•	•	•		•	•	•	•		•	•	•	
I _{h1..h50}	Amplitudy harmoniczných prądu	•	•	•	•	•		•	•	•	•		•	•	•	
φ _{U1..} , φ _{U150}	Kąty między harmonicznými napięcia i prądu	•		•	•			•	•	•						
P _{h1..Ph50}	Moce czynne harmoniczných	•		•	•			•	•	•						
Q _{h1..Qh50}	Moce bierné harmoniczných	•		•	•			•	•	•						
Asymetria U, I	Składowe symetryczne i współczynniki asymetrii											•				•
P _{st} , P _{lt}	Wskaźniki migotania światła	•		•	•			•	•	•			•	•	•	

1 Informacje ogólne

- Objaśnienia:** A, B, C oznaczają kolejne fazy (L1/A, L2/B, L3/C),
N oznacza pomiar dla kanału napięciowego N-PE lub prądowego I_N w zależności od typu parametru,
TOT oznacza wartość całkowitą systemu.
(1) W sieciach 3-przewodowych jako całkowita moc bierna wyliczana jest moc nieaktywna
 $N = \sqrt{S_e^2 - P^2}$ (patrz dyskusja dot. mocy biernej w rozdz. 6.3)

1.8 Zgodność z normami

Analizator PQM-701 zaprojektowano w ten sposób, aby spełnić wymagania zawarte w niżej wymienionych normach.

Normy dotyczące pomiaru parametrów sieci:

- PN-EN 61000-4-30:2009 – Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) – Metody badań i pomiarów – Metody pomiaru jakości energii,
- PN-EN 61000-4-7:2007 – Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) – Metody badań i pomiarów – Ogólny przewodnik dotyczący pomiarów harmonicznych i interharmonicznych oraz stosowanych do tego celu przyrządów pomiarowych dla sieci zasilających i przyłączonych do nich urządzeń,
- PN-EN 61000-4-15:1999 – Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) – Metody badań i pomiarów – Miernik migotania światła - Specyfikacja funkcjonalna i projektowa,
- PN-EN 50160:2008 – Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych.

Normy dotyczące bezpieczeństwa:

- PN-EN 61010-1 – Wymagania bezpieczeństwa elektrycznych przyrządów pomiarowych, automatyki i urządzeń laboratoryjnych. Część 1: Wymagania ogólne

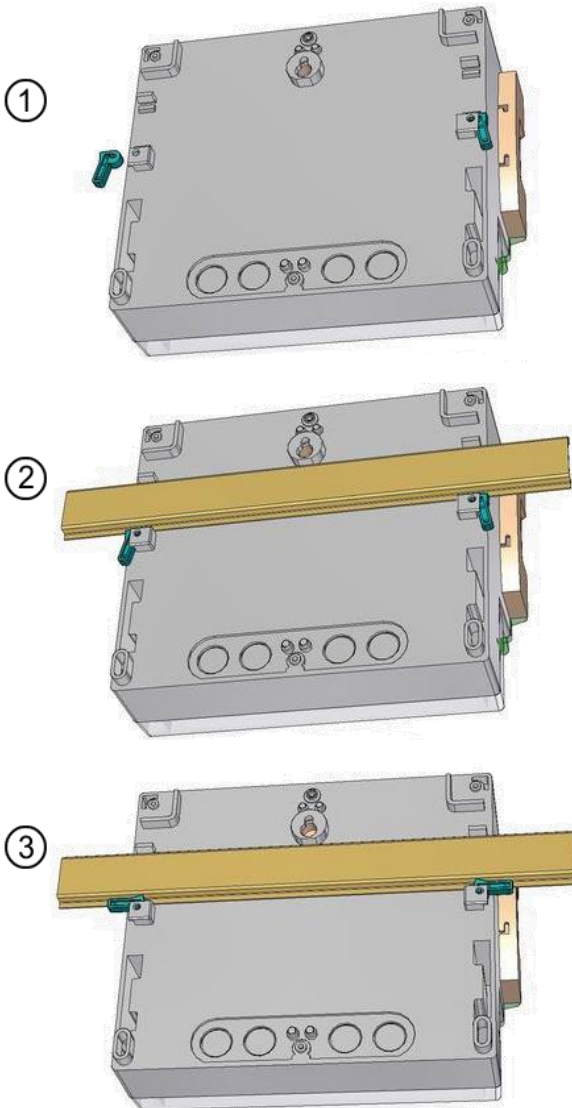
Urządzenie spełnia w całości wymogi klasy S wg PN-EN 61000-4-30, jednak w wielu punktach spełnione są również wymogi bardziej restrykcyjnej klasy A. Podsumowuje to poniższa tabela.

Tab. 2. Podsumowanie zgodności z normami wybranych parametrów

Agregacja pomiarów w przedziałach czasowych	PN-EN 61000-4-30 Klasa S: <ul style="list-style-type: none">• Podstawowy czas pomiaru wartości parametrów (napięcia, prądu, harmonicznych, asymetrii) to przedział 10-okresowy dla systemu zasilającego 50 Hz i 12-okresowy dla systemu 60 Hz,• Przedział 3 s (150 okresów dla częstotliwości znamionowej 50 Hz i 180 okresów dla 60 Hz),• Przedział 10 min.,• Przedział 2 h (na podstawie 12 przedziałów 10 min.)
Niepewność czasu zegarowego	PN-EN 61000-4-30 Klasa S: <ul style="list-style-type: none">• Wbudowany zegar czasu rzeczywistego ustawiany z poziomu programu „Sonel Analiza 2”, brak synchronizacji GPS i radiowej,• Dokładność zegara lepsza niż $\pm 0,3$ s/dzień
Częstotliwość	Spełnione wymogi PN-EN 61000-4-30 Klasa A dla metody i niepewności pomiaru
Wartość napięcia zasilającego	Spełnione wymogi PN-EN 61000-4-30 Klasa A dla metody i niepewności pomiaru
Wahania napięcia (migotanie światła)	Metoda pomiaru i niepewność spełnia wymogi normy PN-EN 61000-4-15
Zapady, wzrosty i przerwy napięcia zasilającego	Spełnione wymogi PN-EN 61000-4-30 Klasa A dla metody i niepewności pomiaru
Asymetria napięcia zasilającego	Spełnione wymogi PN-EN 61000-4-30 Klasa A dla metody i niepewności pomiaru
Harmoniczne napięcia i prądu	Metoda i niepewność pomiaru zgodna z PN-EN 61000-4-7 klasa I

1.9 Montaż na szynie DIN

W zestawie dostarczane są dwa uchwyty umożliwiające montaż analizatora na standardowej szynie DIN. W tym celu należy w pierwszej kolejności zdemonstrować metalowy wspornik przykręcony do tylnej ścianki analizatora. Następnie należy do obudowy zamocować dwa dostarczone zaczepy, analizator zawiesić na szynie i w ostatnim kroku obrócić i zablokować zaczepy. Pokazano to na Rys. 3.



Rys. 3. Sposób montażu analizatora na szynie DIN.

2 Obsługa analizatora

2.1 Włączanie i wyłączanie

- Analizator włącza się przez krótkie dotknięcie przycisku ①. Po włączeniu następuje autotest i w wypadku wykrycia błędów, na wyświetlaczu pojawia się odpowiedni komunikat **Exxx**, któremu towarzyszy długi sygnał dźwiękowy (3 sekundy) – pomiary są blokowane.
- Po autoteście wyświetlony zostaje bieżący czas analizatora (2 sekundy).
- Napis **WAIT** informuje o procesie inicjacji karty SD – może to trwać kilka sekund.
- Jeżeli karta pamięci pochodzi z innego analizatora, użytkownik zostanie poproszony o wpisanie kodu PIN analizatora - właściciela karty, co umożliwi dostęp do karty. Przy uruchomieniu pierwszej rejestracji z taką kartą, zostaje ona przypisana do analizatora, a PIN zostaje na niej zaktualizowany.
- W przypadku błędu inicjacji karty pojawi się napis **CARD**. Jeśli system plików na karcie jest uszkodzony (lub np. użytkownik ręcznie sformatował kartę) analizator zasugeruje formatowanie karty (napis **FORM**), przycisk **START/STOP** wyzwała rozpoczęcie procesu formatowania (3 krótkie sygnały dźwiękowe). Po procesie formatowania analizator ponawia inicjację karty SD.
- Podczas formatowania karty SD analizator przeprowadza test jej wydajności. W przypadku wykrycia karty zbyt wolnej, wyświetlany jest komunikat **CARD**. Zalecane jest używanie jedynie kart dostarczonych przez producenta analizatora.
- Jeżeli analizator podczas inicjacji karty wykryje plik **FIRMWARE.PQF** w głównym katalogu, który zawiera firmware analizatora (wewnętrzne oprogramowanie) i jego wersja będzie nowsza od aktualnej wersji oprogramowania analizatora, zostanie zasugerowany proces aktualizacji oprogramowania – napis **UPDT**. Przycisk **START/STOP** rozpoczyna ten proces (3 krótkie sygnały dźwiękowe), w trakcie którego na wyświetlaczu można zaobserwować postęp wyrażony w procentach. Jeśli aktualizacja zakończy się pomyślnie pojawi się napis **DONE**, w przeciwnym wypadku **FAIL**. Następnie analizator sam się wyłącza. Sam proces niesie ze sobą ryzyko uszkodzenia analizatora, dlatego jest on wykonywany bez gwarancji producenta. Bezpieczniejszym sposobem jest wykonanie tej czynności w serwisie u producenta.
- Analizator ustawia się na ostatnio aktywnym punkcie pomiarowym i rozpoczyna testowanie poprawności podłączenia w zależności od ustawionej konfiguracji sieci.
Poniżej przedstawiono przykładową procedurę testu dla układu trójfazowego gwiazda lub trójkąt:
 - świeci się dioda L1 (lub L1 i L2 dla układu trójkąta) a na wyświetlaczu jest przez 2 sekundy pokazywane napięcie w tej fazie, następnie przez 2 sekundy prąd (jeśli pomiar prądu jest włączony),
 - świeci się dioda L2 (lub L2 i L3 dla układu trójkąta) a na wyświetlaczu jest przez 2 sekundy pokazywane napięcie w tej fazie, następnie przez 2 sekundy prąd,
 - świeci się dioda L3 (lub L1 i L2 dla układu trójkąta) a na wyświetlaczu jest przez 2 sekundy pokazywane napięcie w tej fazie, następnie przez 2 sekundy prąd,
 - jeśli został wykryty jakiś błąd w konfiguracji (np. zła wartość napięcia skutecznego lub zamienione fazy) to wyświetlany jest przez 2 sekundy komunikat **ERR**. Nie blokuje to pracy analizatora, a jedynie ostrzega użytkownika o potencjalnym błędzie w konfiguracji bądź podłączeniu,
 - na wyświetlaczu pojawia się **STOP** sygnalizując brak rejestracji analizatora, w tym wypadku można wyzwoić pomiar naciskając przycisk **START/STOP** (jeśli miejsce na karcie dla tego punktu pomiarowego jest zapełnione wyświetlane jest **MEM**; jeśli przydział miejsca dla punktu jest ustawiony na zero to wyświetlane jest **LIVE**).
- Przed pomiarem lub w trakcie rejestracji (jeżeli nie ma trybu uśpienia) diody wskazują następujące stany sieci:
 - dioda nie świeci się – napięcie i kąt fazowy poprawne,
 - dioda miga – stan awaryjny (np. zamiana miejscami fazy L2 i L3, migają obie diody).


- dioda (diody) migają z większą szybkością – zmierzona częstotliwość sieci jest inna niż częstotliwość nominalna aktualnego punktu pomiarowego.

Powyższe jest uzależnione od typu sieci wybranej w konfiguracji. Dla sieci 1-fazowej aktywna jest tylko dioda L1. Dla 2-fazowej L1 i L2, dla 3-fazowej wszystkie.

- W Tab. 3 zestawiono komunikaty wyświetlane podczas testu i w trakcie pracy urządzenia.

Tab. 3. Komunikaty prezentowane na wyświetlaczu analizatora.

Wyświetlany komunikat	Opis
BATT	Wyłączenie analizatora z powodu rozładowania baterii. Należy podłączyć zasilanie zewnętrzne.
CARD	Brak lub uszkodzenie karty SD. Pomiaru są blokowane.
CODE	Tryb wpisywania kodu blokady klawiatury w celu jej odblokowania.
ERR + długi sygnał dźwiękowy	Błąd w instalacji (np. zamiana dwóch faz, zła polaryzacja cęgów prądowych itp.), który może powodować błędne pomiary (niepoprawny wykres wskazowy w trybie LIVE). Pałają się diody faz, w których może być potencjalny błąd. Ten błąd nie blokuje pomiarów, ostrzega tylko użytkownika o możliwości złej rejestracji.
EVNT	Oczekiwanie na automatyczne wyzwolenie rejestracji pierwszym wykrytym zdarzeniem.
Exxx	Błąd wewnętrzny analizatora. Jeśli po wyłączeniu i ponownym włączeniu błąd nadal występuje należy skontaktować się z serwisem Sonel S.A.
E150	Wykrycie przepalonego bezpiecznika zasilacza sieciowego. Należy go wymienić na bezpiecznik o takich samych parametrach (komunikat występuje tylko dla PQM-701)
F1.00	Wyświetlenie wersji firmware'u analizatora po jego włączeniu (tutaj: wersja 1.00)
FORM	Formatowanie karty SD (oczekiwanie na potwierdzenie przez użytkownika naciśnięciem przycisku START/STOP)
LIVE	Dla wybranego punktu pomiarowego nie przydzielono miejsca na karcie SD – możliwy jest jedynie pomiar danych bieżących sieci i ich podgląd w aplikacji PC, zgodnie z zapisaną konfiguracją
LOGG	Trwa rejestracja. Połączenie z PC nieaktywne.
MEM	Po włączeniu przyrząd wykrył pełną pamięć w aktywnym punkcie pomiarowym. Pomiary są blokowane. Można zmienić punkt pomiarowy naciskając przycisk P1...4 .
PC	Aktywne połączenie z komputerem PC z aplikacją „Sonel Analiza 2”
PIN	Tryb wpisywania kodu PIN w celu uzyskania dostępu do karty SD (pochodzącej z innego analizatora).
REP	Wykonuje się próba odzyskania danych po wyjęciu karty SD w trakcie rejestracji.
STOP	Stan gotowości. Brak rejestracji. Nieaktywne połączenie z PC.
TIME	Oczekiwanie na automatyczne wyzwolenie rejestracji przy rejestracji wg harmonogramu.
UPDT	Oczekiwanie na potwierdzenie przez użytkownika przyciskiem START/STOP aktualizacji firmware'u analizatora. Naciśnięcie przycisku P1...4 pomija aktualizację.
WAIT	Trwa skanowanie karty SD.
DONE/OK/FAIL	Komunikaty powodzenia lub błędu operacji

- Po zmianie punktu pomiarowego na inny powtarzana jest sekwencja testowania połączeń.
- Wyłączenie analizatora następuje przez przytrzymanie przycisku  przez 2 sekundy, o ile nie jest aktywna blokada przycisków lub rejestracji.
- Naciśnięcie aktywnego klawisza powoduje wydanie krótkiego sygnału dźwiękowego o wyższej tonacji; dla nieaktywnego jest to dźwięk dłuższy o niższej tonacji.

Uwagi

- *Przed wyjęciem karty SD zaleca się najpierw wyłączyć analizator przyciskiem **ON/OFF**. Takie działanie zapobiegnie ewentualnej utracie danych na karcie.*
- *Wyciągnięcie karty SD podczas pracy analizatora sygnalizowane jest napisem **CARD**. Działanie takie może spowodować utratę niezapisanych danych lub całkowicie uszkodzić system plików na karcie SD, w szczególności, jeśli trwała rejestracja.*
- *Nie powinno się ingerować w system plików na karcie SD (np. tworzenie i przechowywanie własnych plików lub usuwanie plików zapisanych przez analizator).*
- *Wyciągnięcie karty z gniazda w czasie rejestracji jest związane z ryzykiem utraty danych bądź uszkodzeniem systemu plików. Aby to ryzyko zminimalizować, należy w takiej sytuacji (bez wyłączania analizatora) ponownie włożyć kartę do gniazda – zostanie przeprowadzona próba zapisu buforowanych danych. Na wyświetlaczu pojawia się komunikat **REP**. W razie powodzenia procedury wyświetlany jest napis **OK**, a analizator wznowi rejestrację, w przeciwnym przypadku **FAIL**, co może oznaczać nieodwracalne uszkodzenie systemu plików.*
- *Zaleca się, aby przed wyjęciem (dotknięciem) karty operator rozładował nagromadzone ładunki elektrostatyczne poprzez dotknięcie przewodzącego i uziemionego przedmiotu.*


2.2 Połączenie z PC i transmisja danych

- Po włączeniu analizatora przyciskiem ① moduł radiowy i port USB są stale aktywne w celu przesyłania w dowolnym momencie danych pomiarowych w czasie rzeczywistym oraz zdalnego wyzwolenia lub zatrzymania rejestracji.



Uwaga

Przed połączeniem z analizatorem drogą radiową konieczne jest dopisanie posiadanego analizatora do bazy analizatorów w programie Sonel Analiza 2 (Opcje -> Baza analizatorów). Przy wyszukiwaniu analizatorów na liście dostępnych urządzeń wyświetlane są jedynie te, które są wpisane do bazy. Więcej informacji w instrukcji programu Sonel Analiza 2.

- Po podłączeniu do PC na wyświetlaczu pojawia się napis **PC**; jeżeli przyrząd jest w trybie rejestracji na wyświetlaczu jest wyświetlane **P.C.** (kropki migają co 0,5 s).
- Połączenie z komputerem (tryb PC) umożliwia:
 - transmisję danych zapisanych w pamięci rejestratora:
 - w trybie **STOP** możliwe jest odczytanie danych wszystkich punktów pomiarowych,
 - podczas rejestracji można odczytać całość danych punktów pomiarowych, dla których nie trwa rejestracja;
 - istnieje możliwość odczytu części zapisanych danych aktywnego punktu pomiarowego w trakcie rejestracji; część danych buforowanych w pamięci jest niedostępna do momentu ich zapisu na karcie pamięci.
 - podgląd parametrów sieci na komputerze:
 - wartości chwilowe prądu, napięcia, mocy i energii, wartości sumaryczne dla całego systemu,
 - harmoniczne, moce harmonicznych i THD,

- asymetria,
- wykresy wskazowe dla napięć,
- przebiegi prądu i napięcia rysowane w czasie rzeczywistym.
- W czasie połączenia z PC przyciski są blokowane, oprócz przycisku , chyba, że analizator pracuje z włączonym trybem blokady przycisków (np. podczas rejestracji), wówczas wszystkie przyciski są zablokowane.
- Aby połączyć się z analizatorem należy podać jego kod PIN, który jest zapisywany na karcie pamięci. Domyślny kod to 000 (trzy cyfry zero). Kod PIN można zmieniać za pomocą aplikacji „Sonel Analiza 2”. Nie jest możliwe połączenie się z analizatorem, który nie ma włożonej poprawnej karty pamięci.
- Trzykrotne złe podanie PIN-u powoduje zablokowanie transmisji danych na 10 minut. Dopiero po tym czasie będzie możliwa ponowna próba wprowadzenia kodu.
- Jeżeli po podłączeniu do PC w ciągu 30 sekund nie nastąpiła żadna wymiana danych między analizatorem a komputerem, analizator wychodzi z trybu przesyłania danych i kończy połączenie.

Uwagi

- Przytrzymanie przez 5 sekund przycisków **P1...4** oraz  powoduje awaryjne ustawienie domyślnego kodu PIN (000).
- Jeżeli włączona jest blokada przycisków podczas rejestracji, to ma ona wyższy priorytet (najpierw trzeba awaryjnie odblokować przyciski, aby awaryjnie wyzerować PIN). Klawiaturę awaryjnie odblokowuje się przytrzymując przez 5 sekund przyciski **START/STOP** i .

2.3 Wykonywanie pomiarów

2.3.1 Punkty pomiarowe

Analizator pozwala na przechowywanie 4 całkowicie niezależnych konfiguracji pomiarowych, które nazwano „punktami pomiarowymi”. Konfiguracje te można przeglądać i zmieniać z poziomu programu „Sonel Analiza 2”. Numer aktywnego punktu sygnalizowany jest odpowiednią zieloną diodą LED powyżej wyświetlacza znakowego.

- Zmianę punktu można przeprowadzić w sekwencji 1...4 naciskając przycisk **P1...4**.
- Po przejściu do kolejnego punktu pomiarowego, następuje sekwencja testu poprawności połączenia w sieci.
- Użytkownik może, używając programu „Sonel Analiza 2”, określić dowolny procentowy udział pamięci każdego punktu (np. 100% dla 1, brak pozostałych punktów albo po 25% dla każdego punktu). Jeżeli dla któregoś punktu pomiarowego przydzielona jest cała pamięć, po wybraniu pozostałych na wyświetlaczu pojawia się napis **LIVE**, sygnalizujący, że możliwy jest jedynie podgląd parametrów sieci w trybie Live.

2.3.2 Wyzwalanie i zatrzymanie rejestracji

Rejestracja zgodnie z konfiguracją punktu pomiarowego może zostać uruchomiona na trzy sposoby:

- w trybie natychmiastowym, przez naciśnięcie przycisku **START/STOP** lub z poziomu aplikacji, jeśli jest aktywne połączenie z PC,
- zgodnie z harmonogramem ustawionym w aplikacji (do czterech przedziałów czasu), w tym przypadku po naciśnięciu przycisku **START/STOP** analizator sprawdza czy aktualny czas nie zawiera się w którymś z ustawionych przedziałów czasu. Gdy tak jest, analizator uruchamia rejestrację. Jeśli jest w trybie oczekiwania na nadejście kolejnego okresu rejestracji wyświetlany jest napis **TIME**,

2 Obsługa analizatora

- progowo, po przekroczeniu jakiegokolwiek progu zdarzenia ustawionego w konfiguracji, naciśnięcie **START/STOP** przełącza miernik w tryb normalnych pomiarów, jednak zapis plików (właściwa rejestracja) jest rozpoczynany dopiero po wykryciu pierwszego zdarzenia. Na wyświetlaczu w czasie oczekiwania na zdarzenie jest napis **EVNT**.

W trybie rejestracji (jeśli nie mamy aktywnego połączenia PC) wyświetlany jest napis **LOGG**, wraz z migającymi kropkami (rejestracja w trybie PC jest sygnalizowana jedynie kropkami).

Naciśnięcie przycisku **P1...4** w czasie rejestracji (jeśli nie ma włączonej blokady klawiatury) powoduje wyświetlenie bieżących wartości napięć i prądów, podobnie jak ma to miejsce przy zmianie punktu pomiarowego (patrz p. 2.1).

Zakończenie rejestracji:

- rejestracja kończy się automatycznie w trybie harmonogramu, w pozostałych przypadkach trwa ona do zatrzymania przez użytkownika (przyciskiem **START/STOP** lub z poziomu aplikacji). Brak rejestracji sygnalizowany jest komunikatem **STOP** na wyświetlaczu.
- rejestracja kończy się automatycznie w przypadku zapelnienia całego przydzielonego miejsca na karcie pamięci dla danego punktu pomiarowego. W tej sytuacji na wyświetlaczu pojawia się napis **MEM**.
- wyświetlacz pozostaje w stanie wygaszonym po zakończeniu rejestracji, jeżeli w konfiguracji uaktywniono tryb uśpienia. Naciśnięcie dowolnego przycisku powoduje wtedy pojawienie się napisu **STOP** (jeżeli nie było blokady przycisków) lub napisu **CODE** (jeżeli była blokada).

2.3.3 Przybliżone czasy rejestracji

Maksymalny czas rejestracji zależy od wielu czynników takich jak: wielkość przydzielonego miejsca na karcie pamięci, czas uśredniania, typ sieci, liczba rejestrowanych parametrów, zapis oscylogramów i detekcja zdarzeń oraz same progi zdarzeń. Kilka wybranych konfiguracji zamieszczono w Tab. 4.

Tab. 4. Przybliżone czasy rejestracji dla kilku przykładowych konfiguracji.

Typ konfiguracji/ rejestrowane parametry	Czas uśredniania	Typ sieci (pomiar prądów aktywny)	Zdarzenia	Oscylogramy zdarzeniowe	Oscylogramy po okresie uśredniania	Przybliżony czas rejestracji przy przydzielonym miejscu 2GB
wg EN 50160	10min	3-fazowy gwiazda	• (1000 zdarzeń)	• (1000 zdarzeń)		60 lat
wg profilu „Napięcia i prądu”	1s	3-fazowy gwiazda				270 dni
wg profilu „Napięcia i prądu”	1s	3-fazowy gwiazda			•	4 dni
wg profilu „Moce i harmoniczne”	1s	3-fazowy gwiazda				23 dni
wg profilu „Moce i harmoniczne”	1s	3-fazowy gwiazda	• (1000 zdarzeń)	• (1000 zdarzeń)		22,5 dnia
włączone wszystkie możliwe parametry	10min	3-fazowy gwiazda				4 lata
włączone wszystkie możliwe parametry	10s	3-fazowy gwiazda				25 dni
włączone wszystkie możliwe parametry	10s	1-fazowy				64 dni
włączone wszystkie możliwe parametry	10s	1-fazowy	• (1000 zdarzeń/dzień)	• (1000 zdarzeń/dzień)	•	14,5 dnia

W ostatniej kolumnie podano przybliżone czasy rejestracji, gdy na punkt pomiarowy przeznaczono 2GB miejsca na karcie pamięci. Pokazane przykładowe konfiguracje zakładają włączony pomiar napięcia N-PE oraz prądu I_N .

2.4 Układy pomiarowe

Analizator można podłączyć do następujących typów sieci:

- jednofazowa (Rys. 4)
- dwufazowa (z dzielonym uzwojeniem transformatora, ang. *split phase*) (Rys. 5),
- trójfazowa typu gwiazda z przewodem neutralnym (Rys. 6),
- trójfazowa typu gwiazda bez przewodu neutralnego (Rys. 7),
- trójfazowa typu trójkąt (Rys. 8).

W układach trójprzewodowych możliwy jest pomiar prądów metodą Arona, przy wykorzystaniu jedynie dwóch cęgów, mierzących prądy liniowe I_{L1} i I_{L3} . Prąd I_{L2} jest wtedy wyliczany wg zależności:

$$I_{L2} = -I_{L1} - I_{L3}$$

Metody tej można użyć w przypadku układu typu trójkąt (Rys. 9) i gwiazda bez przewodu neutralnego (Rys. 10).

Uwaga

Ponieważ napięciowe kanały pomiarowe są odniesione do wejścia N, w układach, w których przewód neutralny nie występuje, konieczne jest połączenie (zwarcie) wejścia N i L3 analizatora. Pokazano to na Rys. 7, Rys. 8, Rys. 9 i Rys. 10 (układy trójprzewodowe typu gwiazda i trójkąt).

W układach z obecnym przewodem neutralnym można dodatkowo włączyć pomiar prądu w tym przewodzie po podłączeniu dodatkowego egzemplarza cęgów w kanale I_N . Pomiar ten jest wykonywany po włączeniu w konfiguracji punktu pomiarowego opcji **Pomiar w przewodzie N**.

Uwaga

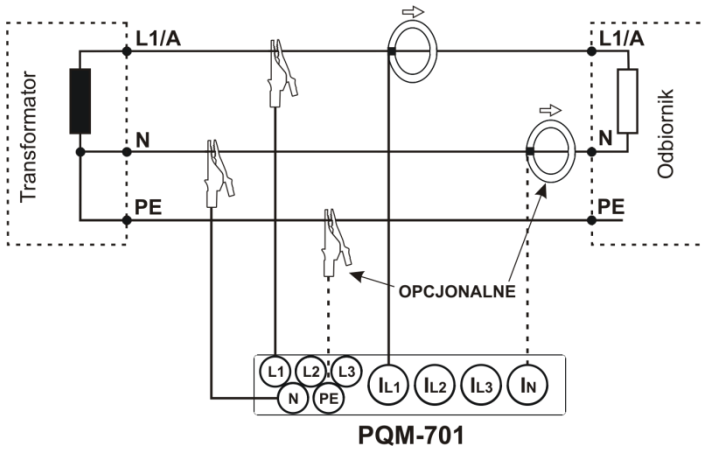
*Do poprawnego wyliczenia całkowitej mocy pozornej S oraz całkowitego współczynnika mocy PF w układzie trójfazowym 4-przewodowym konieczny jest pomiar prądu w przewodzie neutralnym. W takim przypadku należy zawsze włączyć opcję **Pomiar w przewodzie N** i podłączyć 4 cęgi tak jak to pokazano na Rys. 6 (lub włączyć wyliczanie analityczne prądu I_N). Więcej informacji na ten temat można znaleźć w instrukcji programu Sonel Analiza 2.*

W przypadku układów z dostępnymi przewodami PE i N (uziemiający i neutralny) możliwy jest również pomiar napięcia N-PE. W tym celu należy przewód PE podłączyć do wejścia napięciowego PE analizatora. Dodatkowo, w konfiguracji punktu pomiarowego trzeba zaznaczyć opcję **Napięcie N-PE**.

Należy zwrócić uwagę na kierunek założenia cęgów (giętkich i twardych). Cęgi należy tak założyć, aby strzałka umieszczona na cęgach była skierowana w stronę obciążenia. Weryfikację można przeprowadzić sprawdzając pomiar mocy czynnej – w większości typów odbiorników pasywnych moc czynna ma znak dodatni. W przypadku odwrotnego podłączenia cęgów możliwe jest programowe odwrócenie polaryzacji wybranych cęgów z poziomu aplikacji „Sonel Analiza 2”.

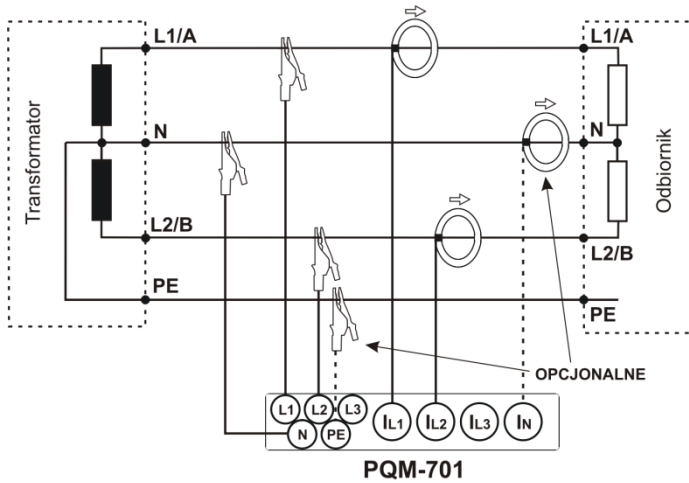
Poniższe rysunki przedstawiają schematycznie sposoby podłączenia analizatora do badanej sieci w zależności od jej typu.

Układ jednofazowy



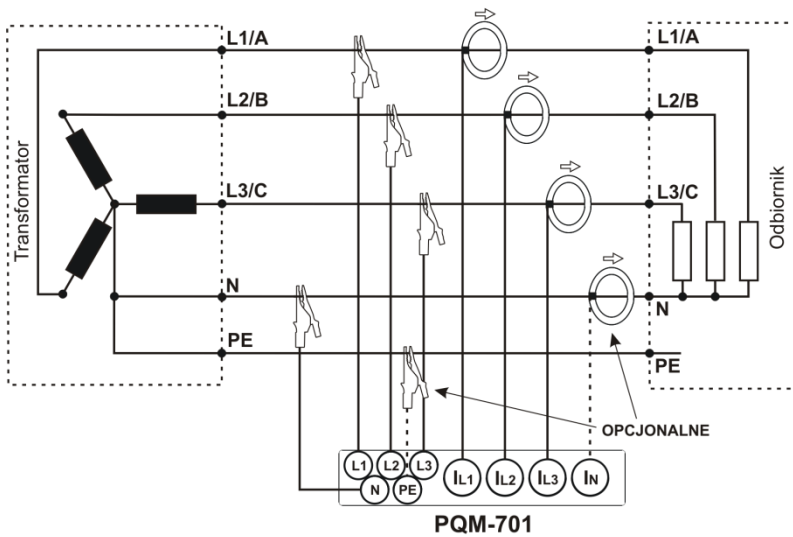
Rys. 4. Schemat podłączenia – układ jednofazowy.

Układ dwufazowy



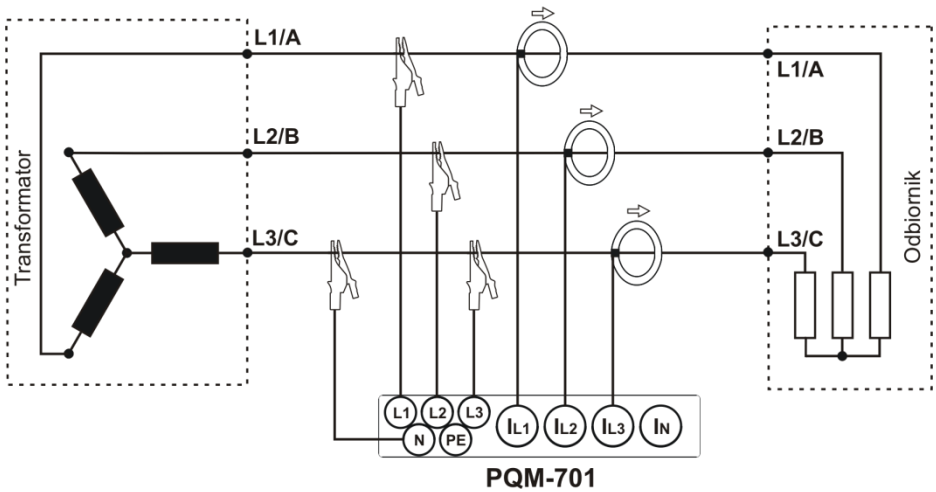
Rys. 5. Schemat podłączenia – układ dwufazowy.

Układ trójfazowy gwiazda z N



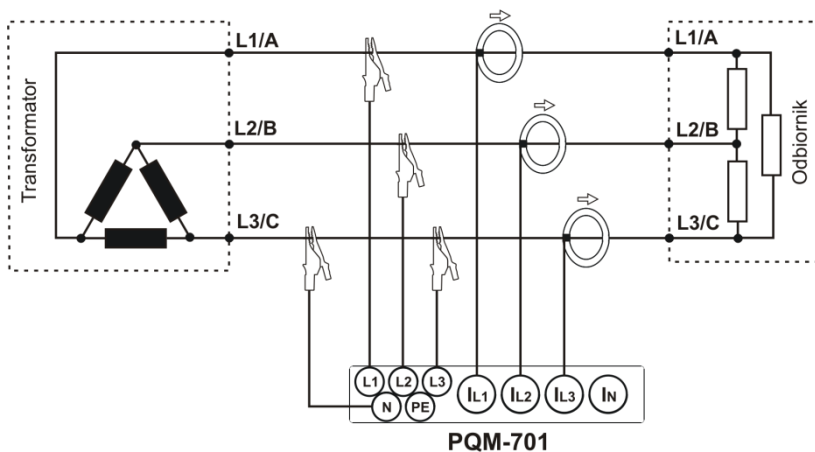
Rys. 6. Schemat podłączenia – układ trójfazowy gwiazda z przewodem neutralnym.

Układ trójfazowy gwiazda bez N



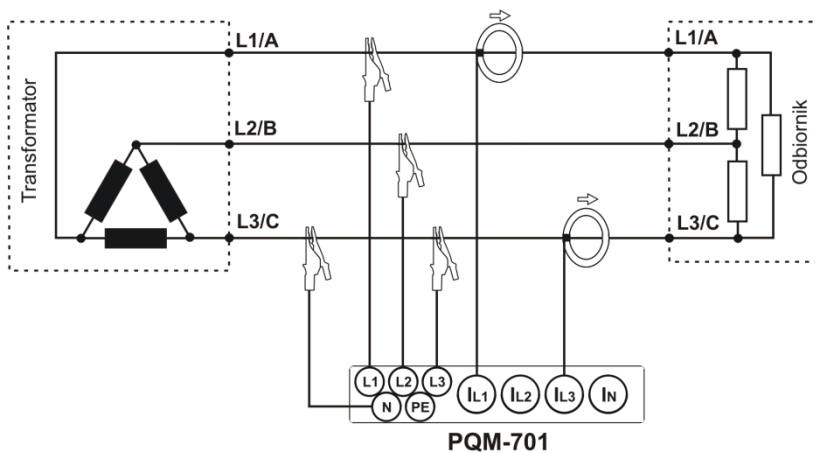
Rys. 7. Schemat podłączenia – układ trójfazowy gwiazda bez przewodu neutralnego.

Układ trójfazowy trójkąąt



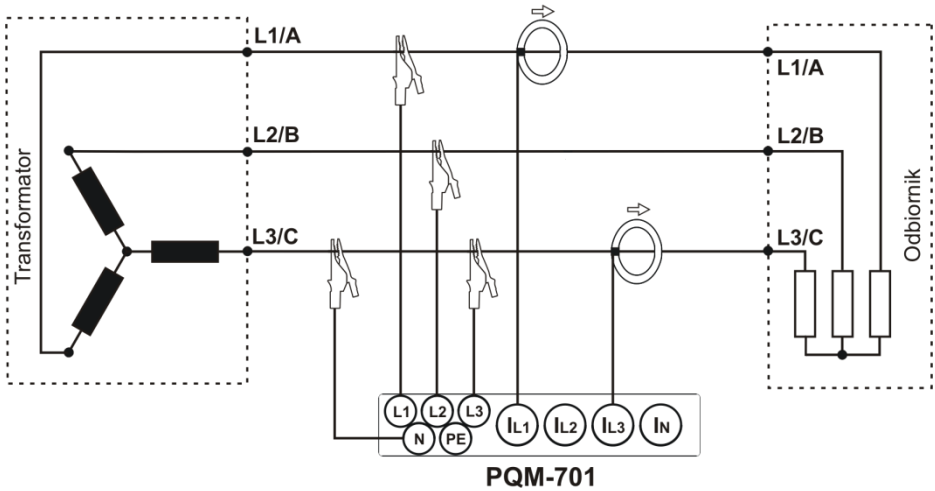
Rys. 8. Schemat podłączenia – układ trójfazowy trójkąąt.

Układ trójfazowy trójkąąt (Arona)



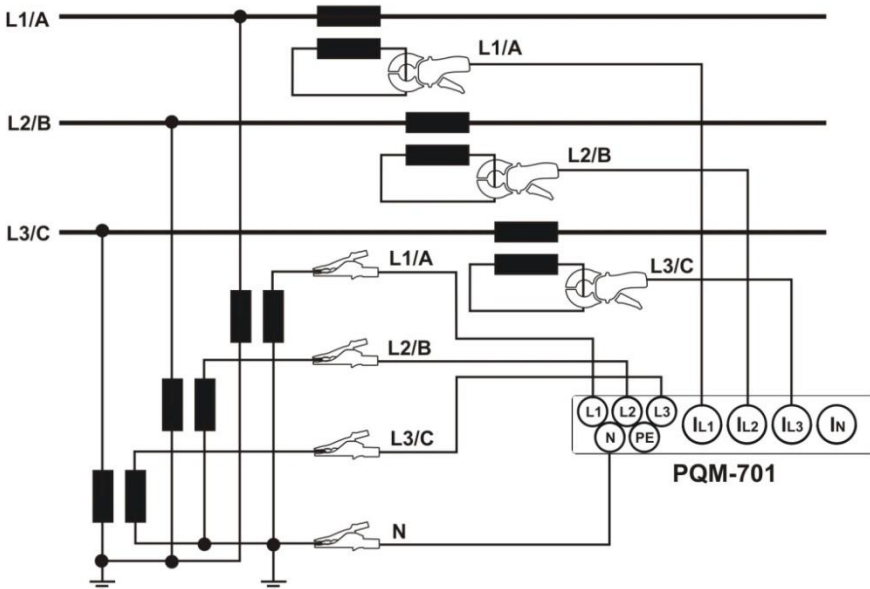
Rys. 9. Schemat podłączenia – układ trójfazowy trójkąąt (pomiar prądów metodą Arona).

Układ trójfazowy gwiazda bez N (Arona)



Rys. 10. Schemat podłączenia – układ trójfazowy gwiazda bez przewodu neutralnego (pomiar prądów metodą Arona).

Układ z przekładnikami



Rys. 11. Schemat połączeń - układ z przekładnikami

2.5 Obsługa portu szeregowego **PQM-701Zr**

2.5.1 Port szeregowy RS-232

Port szeregowy RS-232 analizatora PQM-701Zr może być wykorzystany:

- do bezpośredniej komunikacji z komputerem za pomocą przewodu typu null-modem (przewód żeńsko-żeński z przeplotem),
- do podłączenia zewnętrznego modemu GSM i zdalnej komunikacji z analizatorem przez sieć Internet. W tym przypadku należy użyć przewodu żeńsko-męskiego bez przeplotu (taki przewód jest dostarczany do analizatora jako akcesorium standardowe PQM-701Zr).

W zależności od wybranej metody komunikacji należy odpowiednio skonfigurować oprogramowanie Sonel Analiza 2.

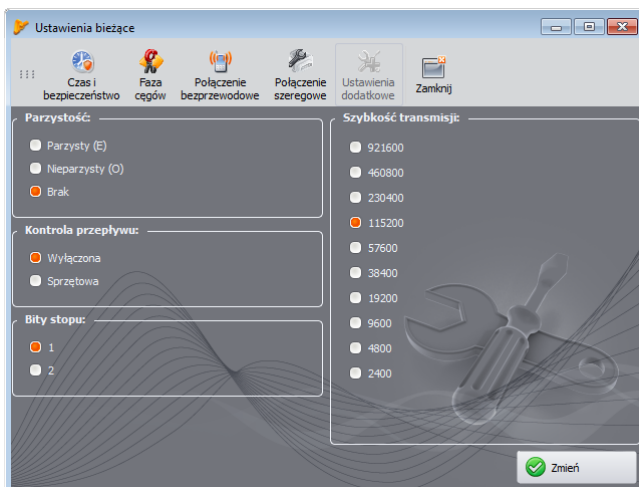
2.5.2 Ustawianie parametrów transmisji szeregowej

Analizator PQM-701Zr jest fabrycznie dostarczany z następującymi parametrami portu szeregowego:

- szybkość transmisji: 115200 bit/s
- parzystość: brak
- kontrola przepływu: wyłączona
- bity stopu: 1

Po ustanowieniu połączenia z analizatorem (przez USB lub port szeregowy – opcja ta nie jest dostępna przy połączeniu przez modem GSM) możliwa jest zmiana domyślnych parametrów transmisji szeregowej, wybierając z menu Sonel Analiza opcję **Analizator→Ustawienia bieżące** i wybrać kartę **Połączenie szeregowe**. Pojawia się wtedy okno pokazane na Rys. 12.

Zmiana jest wykonywana natychmiast po naciśnięciu przycisku **Zmień** i połączenie nie jest przerywane (w przypadku połączenia RS-232).



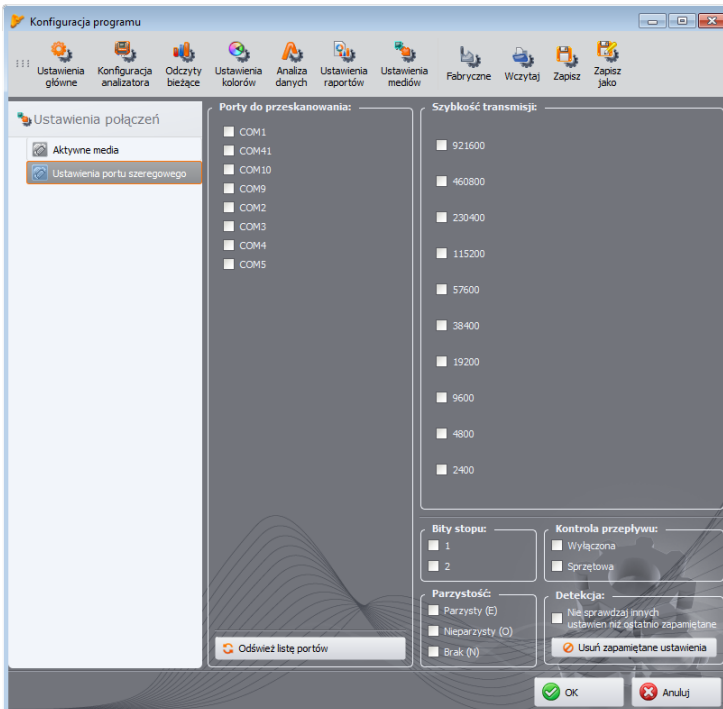
Rys. 12. Zmiana domyślnych ustawień portu RS-232 analizatora.

2.5.3 Bezpośrednia komunikacja RS-232

Aby włączyć wyszukiwanie analizatora przez przewód RS-232 należy wybrać z menu programu „Soneł Analiza 2” **Opcje**→**Konfiguracja programu**→kartę **Ustawienia główne**→zakładkę **Aktywne Media** i zaznaczyć opcję **Port Szeregowy**.

Następnie należy na tym samym ekranie przejść na kartę **Ustawienia portu szeregowego** (Rys. 13). W tym oknie należy wybrać:

- Porty do przeskanowania – podane są wykryte porty COM w komputerze. Jeżeli znamy konkretny numer portu, do którego podłączyliśmy analizator, wybieramy tylko ten jeden. Jeżeli nie znamy numeru portu należy zaznaczyć wszystkie lub grupę.
- Parzystość – wskazujemy aktualny typ parzystości analizatora,
- Kontrola przepływu – wskazujemy sposób kontroli przepływu; sprzętowa (CTS/RTS) lub wyłączona,
- Bity stopu - 1 lub 2,
- Szybkość transmisji – wskazujemy prędkość transmisji w bitach na sekundę ustawioną w analizatorze.



Rys. 13. Wybór parametrów skanowania portu szeregowego RS-232.

Aby przyspieszyć wyszukiwanie analizatorów podłączonych przez port szeregowy została dodana opcja **Nie sprawdzaj innych ustawień niż ostatnio zapamiętane**. Jeśli ją zaznaczono, program po znalezieniu na danym porcie COM analizatora, zapamiętuje jego parametry transmisji, aby przy ponownym skanowaniu tego portu użyć tylko zapamiętanych ustawień. Oznacza to, że z tego portu COM podłączymy inny analizator o innych parametrach transmisji nie zostanie on wykryty. W takim przypadku należy podłączyć analizator do innego portu COM, bądź odznaczyć opcję **Nie sprawdzaj innych ustawień niż ostatnio zapamiętane**. W obu przypadkach należy

zapewnić, aby jego parametry transmisji były w zbiorze ustawień na karcie **Ustawienia portu szeregowego**.

Przycisk **Usuń zapamiętane ustawienia** powoduje usunięcie danych dotyczących parametrów wykrytych analizatorów, co oznacza, że przy wyszukiwaniu analizatora będą używane wszystkie kombinacje zaznaczonych opcji na karcie **Ustawienia portu szeregowego**.

Aby przyspieszyć wyszukiwanie analizatorów, zaleca się maksymalne zawężenie możliwych kombinacji parametrów transmisji.

2.5.4 Komunikacja z analizatorem poprzez modem GSM

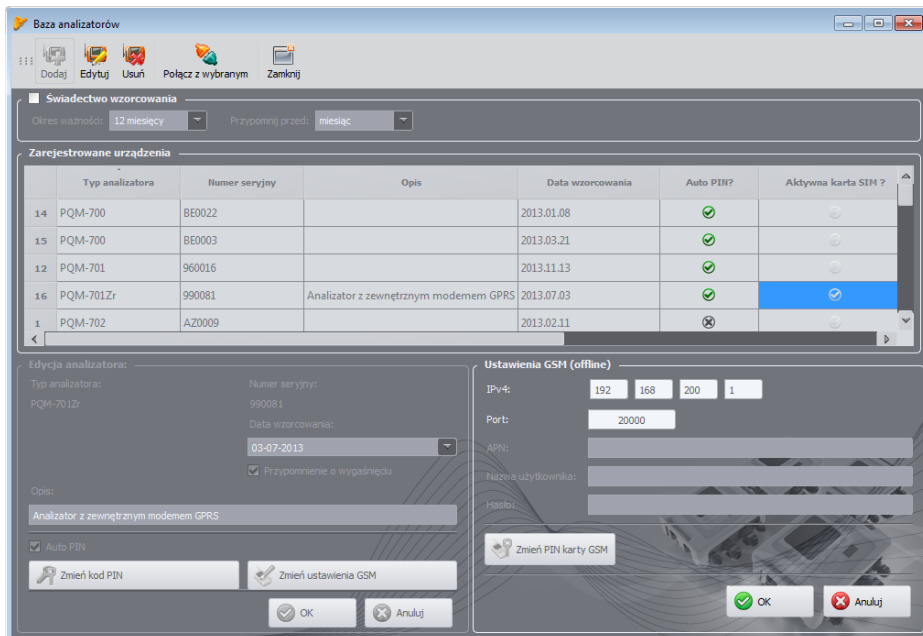
Port szeregowy analizatora można połączyć z modemem GSM w trybie pakietowego przesyłania danych GPRS, który posiada możliwość pracy w trybie przeźroczystym. Modem łączy się z analizatorem dostarczonym przewodem szeregowym. Jeśli modem został poprawnie skonfigurowany można za jego pośrednictwem zdalnie łączyć się z analizatorem. Sposób konfiguracji modemu jest specyficzny dla danego modelu i producenta i należy ją wykonać wg dokumentacji modemu. Ważne jest jednak, aby został skonfigurowany numer IP wraz z portem, nazwa punktu dostępowego APN, ewentualnie inne parametry wymagane przez operatora sieci GSM. Aby modem komunikował się poprawnie z analizatorem przez port szeregowy, należy oba te urządzenia skonfigurować dla tych samych parametrów transmisji szeregowej (szybkość transmisji, parzystość, kontrola przepływu i bity stopu).

Aby włączyć zdalne wyszukiwanie analizatorów podłączonych przez modem GSM do sieci Internet, należy z menu programu „Sonel Analiza 2” wybrać **Opcje**→**Konfiguracja programu**→kartę **Ustawienia mediów** i zaznaczyć opcję **TCP/IP przez GSM**.

Kolejnym krokiem jest dodanie do bazy analizatora zdalnego, który ma już skonfigurowane i działające połączenie z siecią GSM. Należy otworzyć bazę analizatorów wybierając z menu głównego **Opcje**→**Baza analizatorów**. Można dodać nowy analizator (przycisk **Dodaj**) lub zmodyfikować parametry istniejącego (przycisk **Edytuj**).

Aby połączyć się ze zdalnym analizatorem konieczna jest znajomość jego numeru IP oraz portu TCP. Dodanie analizatora zdalnego odbywa się następująco:

- Należy kliknąć przycisk **Zmień ustawienia GSM**.
- Pojawi się okno wyszukiwania analizatorów, należy kliknąć **Anuluj**.
- Pojawi się komunikat „Analizator nie jest podłączony” i jednocześnie wyświetlony zostanie panel ustawień GSM w trybie offline, umożliwiający wpisanie numeru IP analizatora (Rys. 14).
- Należy wpisać numer IP zdalnego analizatora oraz port TCP i zatwierdzić klikając **OK**.
- Można podjąć próbę połączenia z analizatorem (używając np. opcji **Połącz z wybranym** lub standardowego sposobu). Należy pamiętać, że aplikacja wyszukuje analizatory przez sieć Internet wyłącznie jeśli zaznaczono opcję „**TCP/IP przez GSM**” w konfiguracji programu.



Rys. 14. Konfiguracja adresu IP dla zdalnego analizatora z zewnętrznym modemem GSM.

2.6 Blokada przycisków

W aplikacji PC jest możliwość ustawienia opcji blokowania przycisków po starcie rejestracji. Ma to na celu zabezpieczenie analizatora przed zatrzymaniem rejestracji przez nieuprawnione osoby. Aby odblokować przyciski, użytkownik musi wprowadzić kod składający się z 3 cyfr:

- naciśnięcie dowolnego przycisku powoduje wyświetlenie **CODE**, a następnie trzech kresek „- - -”;
- przyciskami na klawiaturze użytkownik może wprowadzić poprawny kod odblokowujący: przyciskiem **1** zmienia się cyfry sekwencyjnie 0, 1, 2...9, 0 na pierwszej pozycji, przyciskiem **P1...4** na drugiej, a przyciskiem **START/STOP** na trzeciej.
- trzysekundowa bezczynność przycisków klawiatury powoduje sprawdzenie wprowadzonego kodu,
- poprawne wpisanie hasła sygnalizowane jest napisem **OK** i następuje zdjęcie blokady, natomiast złe wpisanie hasła powoduje wyświetlenie **NO** przez 2 sekundy i powrót do stanu wcześniejszego (np. wygaszenie wyświetlacza, jeśli był wygaszony).

Po odblokowaniu, klawiatura jest automatycznie ponownie blokowana, jeśli użytkownik przez 30 sekund nie naciśnie żadnego przycisku.

Uwaga

Przytrzymanie przez 5 sekund wciśniętych przycisków **START/STOP** oraz **1** powoduje awaryjne odblokowanie przycisków i usuwa blokadę przycisków w mierniku.

2.7 Tryb uśpienia

Program PC daje możliwość włączenie trybu uśpienia. W trybie tym po 10-ciu sekundach od startu rejestracji analizator wygasza wyświetlacz i wszystkie diody. Od tego momentu na wyświetlaczu co 10 sekund migają tylko kropki sygnalizujące rejestrację.

2.8 Sygnalizacja błędu podłączenia

Trzy żółte diody LED, opisane L1/A, L2/B, L3/C są wykorzystywane do sygnalizacji możliwego błędu w podłączeniu analizatora do podłączonej sieci ewentualnie niezgodności zmierzonych podstawowych parametrów sieci z konfiguracją aktywnego punktu pomiarowego.

Diody te wykorzystywane są dwojako: podczas procedury autotestu, kiedy analizator wyświetla wartości napięć i prądów oraz w czasie rzeczywistym podczas pracy analizatora.

Autotest wykonywany jest po uruchomieniu analizatora i każdorazowo po zmianie punktu pomiarowego przyciskiem **P1...4**. Podczas tej procedury diody świecą się na stałe sygnalizując bieżącą fazę. Dokładniejszy opis autotestu znaleźć można w punkcie 2.1.

Podczas pracy analizatora (w trybie **STOP** i rejestracji) diody te pełnią rolę kontrolną i sygnalizują następujące stany:

- odchylenie wartości skutecznej napięcia o więcej niż $\pm 15\%$ od wartości nominalnej (miganie wolne – co 300 ms),
- odchylenie kąta fazowego składowej podstawowej napięcia o więcej niż $\pm 30^\circ$ od wartości teoretycznej przy obciążeniu rezystancyjnym i symetrycznej sieci (miganie wolne),
- odchylenie kąta fazowego składowej podstawowej prądu o więcej niż $\pm 55^\circ$ od wartości teoretycznej przy obciążeniu rezystancyjnym i symetrycznej sieci (miganie wolne),
- odchylenie wartości częstotliwości sieci o więcej niż $\pm 10\%$ od wartości nominalnej częstotliwości (miganie szybkie, co 150 ms).

Uwaga

Detekcja błędu fazy wymaga, aby składowa podstawowa przebiegu była większa lub równa 5% wartości nominalnej napięcia lub 1% zakresu nominalnego prądu. Jeśli ten warunek nie jest spełniony poprawność kątów nie jest sprawdzana.

Włączane są tylko diody tych faz, w których nastąpiło przekroczenie któregoś z parametrów. W przypadku błędu częstotliwości, migają diody wszystkich aktywnych faz.

Dla układów typu trójkąt lub gwiazda bez przewodu neutralnego włączane są po dwie diody dla każdej z faz, np. błąd napięcia międzyfazowego UL12 skutkuje miganiem diod L1/A i L2/B.

Funkcjonalność ta pozwala na szybką wizualną ocenę czy parametry sieci są zgodne z konfiguracją analizatora, ale nie blokuje wykonywania rejestracji w przypadku wykrycia potencjalnego błędu w połączeniu.

2.9 Funkcja automatycznego wyłączenia

Jeżeli analizator przez co najmniej 30 minut pracuje z zasilaniem bateryjnym (brak zasilania sieciowego) i nie jest w trybie rejestracji ani nie jest aktywne połączenie z komputerem, automatycznie się wyłącza, aby zapobiec rozładowaniu akumulatora. Na wyświetlaczu przez sekundę wyświetlany jest komunikat **OFF**.

Automatyczne wyłączenie analizatora wystąpi również w przypadku całkowitego rozładowania akumulatora. Takie awaryjne wyłączenie jest wykonywane niezależnie od trybu w jakim się on znajduje. W przypadku aktywnej rejestracji, zostaje ona przerwana. Po powrocie napięcia zasilającego rejestracja jest wznowiana. Awaryjne wyłączenie jest sygnalizowane komunikatem **BATT**.

3 Program „Sonel Analiza 2”

Program „Sonel Analiza 2” jest aplikacją niezbędną do pracy z analizatorem PQM-701. Umożliwia on:

- konfigurację analizatora,
- odczyt danych z rejestratora,
- podgląd sieci w czasie rzeczywistym,
- kasowanie danych w analizatorze,
- przedstawianie danych w formie tabel,
- przedstawianie danych w formie wykresów,
- analizowanie danych pod kątem normy EN 50160 (raporty), rozporządzenia systemowego i innych zdefiniowanych przez użytkownika warunków odniesienia,
- niezależną obsługę wielu urządzeń,
- aktualizację do nowszych wersji oprogramowania wewnętrznych analizatorów oraz samej aplikacji.

Szczegółowa instrukcja obsługi programu „Sonel Analiza 2” dostępna jest w osobnym dokumencie (również do pobrania ze strony producenta www.sonel.pl).

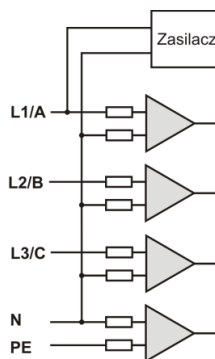
4 Budowa i metody pomiarowe

4.1 Wejścia napięciowe

Budowę bloku wejść napięciowych schematycznie pokazano na Rys. 15. Trzy wejścia fazowe L1/A, L2/B, L3/C oraz przewód ochronny PE mają wspólną linię odniesienia, którą jest przewód N (neutralny). Taka konfiguracja wejść pozwala zmniejszyć liczbę przewodów potrzebnych do podłączenia analizatora w najbardziej rozbudowanej opcji z ośmiu do pięciu. Ośmiu przewodów można spotkać w analizatorach z czterema niezależnymi kanałami różnicowymi, w praktyce jednak okazuje się, że rozwiązanie 5-przewodowe w niczym nie ustępuje rozwiązaniom 8-przewodowym i jest możliwe podłączenie do większości typów eksploatowanych sieci i układów odbiornika. Rozwiązanie 5-przewodowe upraszcza znacznie podłączenie do badanego obiektu i zmniejsza prawdopodobieństwo pomyłki.

PQM-701 Rys. 15 pokazuje również rozwiązanie obwodu zasilania analizatora w PQM-701. Zasilacz o nominalnym zakresie napięć wejściowych 90..760 V AC został wewnętrznie podłączony między linie L1/A oraz N.

PQM-701Z **PQM-701Zr** W PQM-701Z i PQM-701Zr zasilacz posiada niezależne zaciski.



Rys. 15. Wejścia napięciowe i zasilacz (tylko PQM-701)

4.2 Wejścia prądowe

Analizator posiada cztery niezależne wejścia prądowe o identycznych parametrach. Do każdego z nich można przyłączyć cęgi prądowe twarde o wyjściu napięciowym w standardzie 1 V, lub cęgi giętkie F-1, F-2 i F-3.

Typową sytuacją jest wykorzystanie cęgów giętkich wraz z wbudowanym elektronicznym integratorem. Jednak dla odróżnienia PQM-701 pozwala na bezpośrednie podłączenie do wejścia kanału prądowego samej cewki Rogowskiego, a integracja sygnału jest wykonywana drogą cyfrową.

4.3 Cyfrowy integrator

W analizatorze PQM-701 zastosowano rozwiązanie z cyfrową integracją sygnału pochodzącego wprost z cewki Rogowskiego. Takie podejście pozwoliło na wyeliminowanie problemów analogowych integratorów związanych z koniecznością zapewnienia deklarowanej dokładności w okresie długoterminowym i w trudnym środowisku pomiarowym. Analogowe integratory muszą zawierać również układy zabezpieczające przez nasyceniem wyjścia w przypadku obecności na wejściu napięcia stałego.

Idealny integrator ma nieskończone wzmocnienie dla sygnałów stałych, które opada z szybkością 20 dB/dekadę częstotliwości. Przesunięcie fazy jest stałe w całym zakresie częstotliwości i wynosi -90° .

Teoretycznie nieskończone wzmocnienie dla sygnału stałego, jeśli pojawi się na wejściu integratora, powoduje nasycenie jego wyjścia blisko napięcia zasilania i uniemożliwia dalszą jego pracę. W praktycznych układach wprowadza się więc rozwiązanie ograniczające wzmocnienie dla DC do jakiejś ustalonej wartości, a dodatkowo okresowe zerowanie wyjścia. Istnieją również techniki aktywnego kasowania napięcia stałego, polegające na jego pomiarze i podawaniu z powrotem na wejście, ale ze znakiem przeciwnym, efektywnie je kasując. W terminologii angielskiej przyjęło się określenie „leaky integrator” oznaczające tyle co integrator z upływem. Analogowy „leaky integrator” to po prostu integrator z kondensatorem zbocznikowanym rezystorem o dużej wartości. Taki układ staje się wówczas tożsamy z filtrem dolnoprzepustowym o bardzo niskiej częstotliwości przepuszczenia.

Cyfrowa implementacja integratora zapewnia doskonale parametry długoterminowe – cała procedura wykonywana jest drogą obliczeniową, nie ma tutaj mowy o efektach starzenia elementów, dryftach itp. Jednak tak samo jak wersja analogowa także i tutaj może wystąpić problem nasycenia i bez odpowiedniego przeciwdziałania może uczynić cyfrową integrację bezużyteczną. Należy pamiętać, że zarówno wzmacniacze wejściowe i przetwornik analogowo-cyfrowy posiadają pewien skończony i niepożądany offset, który musi być usunięty przed procesem integracji. W oprogramowanie analizatora PQM-701 zawarto filtr cyfrowy, którego zadaniem jest całkowite usunięcie składowej stałej napięcia. Odfiltrowany sygnał jest poddawany cyfrowej integracji. Wynikowa charakterystyka fazowa ma doskonale właściwości a przesunięcie fazy dla najbardziej krytycznych częstotliwości 50 i 60 Hz jest minimalne.

Zapewnienie jak najmniejszego przesunięcia fazy między sygnałami prądu i napięcia jest niezwykle istotne dla uzyskania małych błędów pomiarowych mocy. Można pokazać, że przybliżony błąd pomiaru mocy da się wyrazić zależnością¹:

$$\text{Błąd pomiaru mocy} \approx \text{błąd fazy (w radianach)} \times \tan(\varphi) \times 100 \%$$

gdzie $\tan(\varphi)$ to tangens kąta między prądem a napięciem ich składowych podstawowych. Z powyższego wzoru można wyciągnąć wniosek, że błędy pomiarowe wzrastają wraz z malejącym współczynnikiem przesunięcia fazowego; dla przykładu przy błędzie fazy tylko $0,1^\circ$ i $\cos\varphi=0,5$ błąd wynosi 0,3%. Tak czy inaczej, aby pomiary mocy były precyzyjne, zgodność faz torów napięciowych i prądowych musi być jak najlepsza.

4.4 Próbkowanie sygnału

Sygnał jest próbkowany jednocześnie we wszystkich ośmiu kanałach z częstotliwością zsynchronizowaną z częstotliwością napięcia zasilającego kanału referencyjnego. Częstotliwość ta jest 256 razy większa od częstotliwości sieci i wynosi 12,8 kHz dla częstotliwości 50 Hz i 15,36 kHz dla sieci 60 Hz. Każdy okres zawiera więc 256 próbek. Zastosowano 16-bitowy przetwornik analogowo-cyfrowy, zapewniający 64-krotne nadpróbkowanie.

3-decybelowe analogowe tłumienie torów ustalono dla częstotliwości ok. 13 kHz, natomiast błąd amplitudy dla maksymalnej częstotliwości użytecznej równej 3 kHz (czyli częstotliwości 50-tej

¹ Current sensing for energy metering, William Koon, Analog Devices, Inc.

harmonicznej dla sieci 60 Hz) wynosi ok. 0,3 dB. Przesunięcie fazy dla tej samej częstotliwości jest mniejsze niż 20°. Tłumienie w paśmie zaporowym wynosi więcej niż 75 dB.

Należy zwrócić uwagę, że dla poprawnych pomiarów przesunięcia fazowego między harmonicznymi napięciami względem harmonicznego prądu oraz mocy tych harmonicznymi nie jest istotne bezwzględne przesunięcie fazy względem częstotliwości podstawowej, ale zgodność charakterystyk fazowych torów napięciowych z prądowymi. Największy błąd różnicy fazy wynosi dla $f = 3$ kHz maks. 15°. Błąd ten maleje wraz ze zmniejszaniem interesującej nas częstotliwości. Przy szacowaniu błędów pomiaru mocy harmonicznymi należy również uwzględnić błąd dodatkowy wprowadzany przez użyte cęgi prądowe i przekładniki.

4.5 Synchronizacja PLL

Synchronizację częstotliwości próbkowania zrealizowano w sposób sprzętowy. Sygnał napięciowy po przejściu przez obwody wejściowe jest kierowany na filtr pasmowo przepustowy, którego zadaniem jest zmniejszenie poziomu harmonicznymi i przepuszczenie jedynie składowej podstawowej napięcia. Następnie sygnał ten jest kierowany do obwodów pętli fazowej jako sygnał odniesienia. Układ PLL generuje częstotliwość będącą wielokrotnością tej częstotliwości odniesienia potrzebną do taktowania przetwornika analogowo-cyfrowego.

Konieczność stosowania układu pętli fazowej wynika bezpośrednio z wymogów normy PN-EN 61000-4-7, opisującej metodykę i dopuszczalne błędy przy pomiarach składowych harmonicznymi. Norma ta wymaga, aby okno pomiarowe, będące podstawą dla pojedynczego pomiaru i oceny zawartości harmonicznymi było równe czasowi trwania 10 okresów sieci energetycznej w instalacjach 50 Hz, oraz 12 okresów dla 60 Hz. W obu przypadkach odpowiada to czasowi około 200 ms. Ponieważ częstotliwość sieci zasilającej może podlegać okresowym zmianom i fluktuacjom, czas trwania okna może nie być równy dokładnie 200 ms i np. dla częstotliwości sieci 51 Hz wyniesie on już ok. 196 ms.

Norma zaleca również, aby dane przed przeprowadzeniem transformaty Fouriera (w celu odrębnienia składowych widmowych) nie były poddawane operacji okienkowania. Brak synchronizacji częstotliwości i dopuszczenie do sytuacji, w której transformacie FFT zostałyby poddane próbki niecałkowitej liczby okresów, mogą doprowadzić do zjawiska przecieku widma. Zjawisko to powoduje, że prążek harmonicznymi rozmywany jest również na kilka sąsiednich prążków interharmonicznymi, co może doprowadzić do utraty informacji o rzeczywistym poziomie i mocy badanego prążka. Dopuszczono możliwość użycia okna ważącego Hanną, które zmniejsza niekorzystne efekty przecieku widma, lecz ogranicza się to tylko do sytuacji, w których pętla PLL utraciła synchronizację.

Norma PN-EN 61000-4-7 precyzuje również wymaganą dokładność bloku synchronizacji. Ujęto to w następujący sposób: czas pomiędzy zboczem narastającym pierwszego impulsu próbkującego a (M+1)-tego impulsu (gdzie M jest liczbą próbek w oknie pomiarowym) powinien być równy czasowi trwania wskazanej liczby okresów w oknie pomiarowym (10 lub 12) z maksymalnym dopuszczalnym błędem $\pm 0,03\%$. Aby wytłumaczyć to w prostszy sposób rozpatrzmy następujący przykład. Przyjmując 256 próbek na okres i częstotliwość sieci 50 Hz, okno pomiarowe trwa dokładnie 200 ms. Jeśli pierwszy impuls próbkujący wystąpi dokładnie w chwili $t = 0$, to pierwszy impuls próbkujący kolejnego okna pomiarowego powinien wystąpić w chwili $t = 200 \pm 0,06$ ms. Owe ± 60 μ s to dopuszczalna odchyłka zbocza próbkującego. Norma definiuje również zalecany minimalny zakres częstotliwości, przy których podana wyżej dokładność układu synchronizacji powinna być zachowana i określa ją na $\pm 5\%$ częstotliwości nominalnej, czyli 47,5...52,5 Hz i 57...63 Hz odpowiednio dla sieci 50 Hz i 60 Hz.

Osobną kwestią jest przedział wartości napięcia wejściowego, dla którego układ PLL będzie poprawnie pracował. Norma 61000-4-7 nie podaje tutaj żadnych konkretnych wskazówek ani wymagań. Natomiast norma 61000-4-30 określa przedział wartości napięcia zasilającego, w którym parametry metrologiczne nie mogą ulec pogorszeniu i dla klasy A określa go na 10%...150% U_{din} . Analizator PQM-701 spełnia wymagania podane wyżej odnoszące się do działania układu PLL dla napięć nominalnych równych $U_{nom}=110$ V lub wyższych.

4.6 Pomiar częstotliwości

Sygnał do pomiaru 10-sekundowych wartości częstotliwości sieci pobierany jest z kanału napięciowego L1. Jest to ten sam sygnał, który służy do synchronizacji pętli PLL. Sygnał toru L1 jest podawany na filtr pasmowo przepustowy 2-rzędu, którego pasmo przepuszczania ustalono na zakres 40..70 Hz. Filtr ten ma za zadanie zmniejszyć poziom składowych harmonicznych. Następnie z tak odfiltrowanego przebiegu formowany jest sygnał prostokątny. W czasie 10-sekundowego cyklu pomiarowego zliczana jest liczba okresów sygnału oraz ich czas trwania. 10-sekundowe odstępy czasu są wyznaczone przez zegar czasu rzeczywistego (co całkowitą wielokrotność czasu 10 sekund). Częstotliwość jest obliczana jako stosunek liczby zliczonych okresów do czasu ich trwania.

4.7 Metoda pomiaru składowych harmonicznych

Pomiar harmonicznych jest przeprowadzany zgodnie z zaleceniami normy PN-EN 61000-4-7. Podaje ona sposób obliczania poszczególnych składowych harmonicznych.

Cały proces składa się z kilku etapów:

- próbkowanie synchroniczne (10/12 okresów),
- analiza FFT (szybkie przekształcenie Fouriera),
- grupowanie.

Analizie FFT poddawane jest okno pomiarowe 10/12 okresowe (ok. 200 ms). W jej wyniku otrzymywany jest zbiór prążków widmowych od częstotliwości 0 Hz (DC) do 50-tej harmonicznej (ok. 2,5 kHz dla 50 Hz lub 3 kHz dla 60 Hz). Odstęp między kolejnymi prążkami wynika wprost z przyjętego czasu trwania okna pomiarowego i wynosi w przybliżeniu 5 Hz.

Ponieważ analizator PQM-701 zbiera 256 próbek na okres, całkowita liczba próbek przypadająca na okno pomiarowe wynosi 2560 lub 3072 (dla częstotliwości 50 Hz i 60 Hz). Szybka transformata Fouriera wymaga jednak, aby liczba próbek poddana przekształceniu była równa potęgze liczby 2. Z tego też powodu analizator przeprowadza proces zmiany częstotliwości próbkowania (interpolacja połączona z decymacją) w wyniku czego otrzymuje się dokładnie 2048 próbek (2^{11}).

Bardzo istotne jest utrzymywanie stałej synchronizacji częstotliwości próbkowania z siecią energetyczną. FFT może zostać wykonane jedynie na danych zawierających całkowitą wielokrotność okresu sieci. Spełnienie tego warunku jest konieczne w celu zminimalizowania tzw. przecieku widma, które prowadzi do zafałszowania informacji o rzeczywistych poziomach prążków widmowych. Analizator PQM-701 spełnia te wymagania, gdyż częstotliwość próbkowania jest stabilizowana układem pętli fazowej PLL.

Ponieważ częstotliwość sieci może podlegać czasowym fluktuacjom, norma przewiduje grupowanie razem z prążkami głównymi harmonicznych również prążki leżące w bezpośrednim ich sąsiedztwie. Wynika to stąd, że energia składowych może częściowo przechodzić do sąsiednich składowych interharmonicznych.

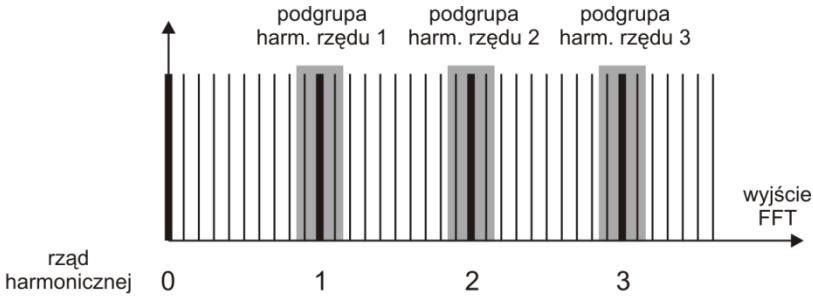
Przewidziano dwie metody grupowania:

- grupa harmoniczna (grupuje się prążek główny oraz po pięć lub sześć sąsiednich składowych interharmonicznych),
- podgrupa harmoniczna (grupuje się prążek główny oraz po jednym z prążków sąsiednich).

Norma PN-EN 61000-4-30 zaleca, aby w analizatorach sieci stosować metodę podgrup harmonicznych.

Przykład

Aby wyliczyć składową 3-ciej harmonicznej w sieci 50 Hz należy wziąć pod uwagę prążek główny 150 Hz oraz prążki sąsiednie 145 Hz i 155 Hz. Amplitudę wynikową wylicza się metodą RMS.



Rys. 16. Wyznaczanie podgrup harmonicznych (sieć 50 Hz).

4.8 Detekcja zdarzeń

Analizator PQM-701 oferuje szerokie możliwości wykrywania zdarzeń w mierzonej sieci. Zdarzeniem nazywamy sytuację, w której wartość wybranego parametru sieci przekracza próg zdefiniowany przez użytkownika.

Fakt wystąpienia zdarzenia jest rejestrowany na karcie pamięci w postaci wpisu zawierającego:

- rodzaj parametru,
- kanał, w którym zdarzenie wystąpiło,
- czasy początku i końca zdarzenia,
- wartość progową ustawioną przez użytkownika,
- wartość ekstremalną parametru zmierzoną podczas trwania zdarzenia,
- wartość średnią parametru zmierzoną podczas trwania zdarzenia.

W zależności od rodzaju parametru można ustawić jeden, dwa lub trzy progi, które będą sprawdzane przez analizator. W tabeli zebrano wszystkie parametry, dla których można wykrywać zdarzenia z wyróżnieniem typów progów.

Niektóre z parametrów mogą przyjmować wartości zarówno dodatnie jak i ujemne. Przykładem może być moc czynna, moc bierna i współczynnik mocy. Ponieważ próg detekcji zdarzenia może być tylko dodatni, aby zapewnić poprawną detekcję zdarzeń dla wymienionych parametrów analizator porównuje z ustawionym progiem wartości bezwzględne tych parametrów.

Przykład

Próg zdarzenia od mocy czynnej ustawiono na wartość 10 kW. Jeśli obciążenie ma charakter generatora, moc czynna przy poprawnym podłączeniu cęgów prądowych będzie miała znak ujemny. Jeśli zmierzona wartość bezwzględna mocy czynnej przekroczy wartość progu, czyli 10 kW (np. -11 kW) zostanie zarejestrowane zdarzenie przekroczenia wartości maksymalnej mocy czynnej.

Dwa typy parametrów: wartość skuteczna napięcia i wartość skuteczna prądu mogą generować zdarzenia, które użytkownik może wzbogacić o zapis przebiegów chwilowych (oscylogramów).

Przebiegi aktywnych kanałów (napięciowych i prądowych) są zapisywane przez analizator w momencie rozpoczęcia i zakończenia zdarzenia. W obu przypadkach rejestrowanych jest sześć okresów: dwa przed chwilą rozpoczęcia (zakończenia) zdarzenia i cztery po rozpoczęciu (zakończeniu). Oscylogramy są zapisywane w formacie 8-bitowym z 256 próbkami na okres.

Tab. 5. Typy progów zdarzeń dla poszczególnych parametrów.

Parametr		Przerwa	Zapad	Przebiecie	Minimum	Maksimum
U	Wartość skuteczna napięcia	•	•	•		
f	Częstotliwość				•	•
CF U	Współczynnik szczytu napięcia				•	•
u_2	Współczynnik asymetrii składowej przeciwnej napięcia					•
P_{st}	Wskaźnik migotania światła P_{st}					•
P_{lf}	Wskaźnik migotania światła P_{lf}					•
I	Wartość skuteczna prądu				•	•
CF I	Współczynnik szczytu prądu					
i_2	Współczynnik asymetrii składowej przeciwnej prądu					•
P	Moc czynna				•	•
Q_1, Q_B	Moc bierna				•	•
S	Moc pozorna				•	•
D, S_N	Moc odształcenia				•	•
PF	Współczynnik mocy				•	•
$\cos\varphi$	Współczynnik przesunięcia fazowego				•	•
$\operatorname{tg}\varphi$	Współczynnik tangens φ				•	•
E_{P+}, E_{P-}	Energia czynna (pobrana i oddana)					•
E_{Q+}, E_{Q-}	Energia bierna (pobrana i oddana)					•
E_s	Energia pozorna					•
$THD_F U$	Współczynnik THD_F napięcia					•
$U_{h2}..U_{h50}$	Amplitudy harmonicznych napięcia (rzęd $n = 2...50$)					•
$THD_F I$	Współczynnik THD_F prądu					•
$I_{h2}..I_{h50}$	Amplitudy harmonicznych prądu (rzęd $n = 2...50$)					•
K	Współczynnik strat w transformatorze K					•

Informacja o zdarzeniu jest zapisywana w momencie jego zakończenia. W niektórych przypadkach może się zdarzyć, że w chwili zakończenia rejestracji jakieś zdarzenie było aktywne (np. trwał zapad napięcia). Informacja o takim zdarzeniu również jest zapisywana, jednak z następującymi zmianami:

- brak jest czasu końca zdarzenia,
- wartość ekstremalna liczona jest tylko za okres do momentu zatrzymania rejestracji,
- wartość średnia nie jest podawana,
- dla zdarzeń związanych z napięciem lub prądem skutecznym dostępny jest jedynie oscylogram początku.

Aby wyeliminować wielokrotną detekcję zdarzenia, gdy wartość parametru oscyluje wokół wartości progowej, wprowadzono definiowaną przez użytkownika histerezę detekcji zdarzeń. Określa się ją w procentach w sposób następujący:

- dla zdarzeń od wartości skutecznej napięcia jest to procent wartości nominalnej napięcia (np. 2% od 230 V, czyli 4,6 V),
- dla zdarzeń od wartości skutecznej prądu jest to procent zakresu nominalnego prądu (np. dla cęgów C-4 i braku przekładników prądowych, histereza 2% jest równa $0,02 \times 1000 \text{ A} = 20 \text{ A}$,
- dla pozostałych parametrów histereza jest określona jako procent wartości progu maksymalnego (np. jeśli próg maksymalny dla współczynnika szczytu prądu ustawiono na wartość 4,0 histereza wyniesie $0,02 \times 4,0 = 0,08$).

5 Formuły obliczeniowe

5.1 Sieć jednofazowa

Sieć jednofazowa			
Parametr			Sposób obliczania
Nazwa	Oznaczenie	Jednostka	
Napięcie skuteczne (True RMS)	U_A	V	$U_A = \sqrt{\frac{1}{M} \sum_{i=1}^M U_i^2}$ gdzie U_i jest kolejną próbką napięcia U_{A-N} $M = 2560$ dla sieci 50 Hz $M = 3072$ dla sieci 60 Hz
Składowa stała napięcia	U_{ADC}	V	$U_{ADC} = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M U_i$ gdzie U_i jest kolejną próbką napięcia U_{A-N} $M = 2560$ dla sieci 50 Hz $M = 3072$ dla sieci 60 Hz
Częstotliwość	f	Hz	liczba całkowitych okresów napięcia U_{A-N} zliczonych podczas przedziału 10 s czasu zegarowego podzielonej przez całkowity czas trwania pełnych okresów
Prąd skuteczny (True RMS)	I_A	A	$I_A = \sqrt{\frac{1}{M} \sum_{i=1}^M I_i^2}$ gdzie I_i jest kolejną próbką prądu I_A $M = 2560$ dla sieci 50Hz $M = 3072$ dla sieci 60Hz
Składowa stała prądu	I_{ADC}	A	$I_{ADC} = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M I_i$ gdzie I_i jest kolejną próbką prądu I_A $M = 2560$ dla sieci 50 Hz $M = 3072$ dla sieci 60 Hz
Moc czynna	P	W	$P = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M U_i I_i$ gdzie U_i jest kolejną próbką napięcia U_{A-N} I_i jest kolejną próbką prądu I_A $M = 2560$ dla sieci 50 Hz $M = 3072$ dla sieci 60 Hz
Moc bierna Budeanu	Q_B	var	$Q_B = \sum_{h=1}^{50} U_h I_h \sin \varphi_h$ gdzie U_h jest h -tą harmoniczną napięcia U_{A-N} I_h jest h -tą harmoniczną prądu I_A φ_h jest h -tym kątem między harmonicznymi U_h i I_h
Moc bierna składowej podstawowej	Q_1	var	$Q_1 = U_1 I_1 \sin \varphi_1$ gdzie U_1 jest składową podstawową napięcia U_{A-N} I_1 jest składową podstawową prądu I_A φ_1 jest kątem między składowymi podstawowymi U_1 i I_1
Moc pozorna	S	VA	$S = U_{ARMS} I_{ARMS}$
Moc pozorna odkształcenia	S_N	VA	$S_N = \sqrt{S^2 - (U_1 I_1)^2}$
Moc odkształcenia Budeanu	D_B	var	$D_B = \sqrt{S^2 - P^2 - Q_B^2}$

5 Formuły obliczeniowe

Współczynnik mocy	PF	-	$PF = \frac{P}{S}$ <p>Jeśli $PF < 0$ obciążenie ma charakter generatora Jeśli $PF > 0$ obciążenie ma charakter odbiornika</p>
Współczynnik przesunięcia fazowego	$\cos\varphi$ DPF	-	$\cos\varphi = DPF = \cos(\varphi_{U_1} - \varphi_{I_1})$ <p>gdzie φ_{U_1} jest bezwzględnym kątem składowej podstawowej napięcia U_{A-N} φ_{I_1} jest bezwzględnym kątem składowej podstawowej prądu I_A</p>
Tangens φ	$tg\varphi$	-	$tg\varphi = \frac{Q_1}{P}$
Współczynnik zniekształceń harmoniczných napięcia odniesiony do składowej podstawowej	$THDU_F$	-	$THDU_F = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{50} U_h^2}{U_1^2}} \times 100\%$ <p>gdzie U_h jest h-tą harmoniczną napięcia U_{A-N} U_1 jest składową podstawową napięcia U_{A-N}</p>
Współczynnik zniekształceń harmoniczných napięcia odniesiony do wartości skutecznej	$THDU_R$	-	$THDU_R = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{50} U_h^2}{U_{ARMS}^2}} \times 100\%$ <p>gdzie U_h jest h-tą harmoniczną napięcia U_{A-N}</p>
Współczynnik zniekształceń harmoniczných prądu odniesiony do składowej podstawowej	$THDI_F$	-	$THDI_F = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}{I_1^2}} \times 100\%$ <p>gdzie I_h jest h-tą harmoniczną prądu I_A I_1 jest składową podstawową prądu I_A</p>
Współczynnik zniekształceń harmoniczných prądu odniesiony do wartości skutecznej	$THDI_R$	-	$THDI_R = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}{I_{ARMS}^2}} \times 100\%$ <p>gdzie I_h jest h-tą harmoniczną prądu I_A</p>
Współczynnik szczytu napięcia	CFU	-	$CFU = \frac{\max U_i }{U_{ARMS}}$ <p>Gdzie operator $\max U_i$ wyraża największą spośród wartości bezwzględnych próbek napięcia U_{A-N} $i = 2560$ dla sieci 50 Hz $i = 3072$ dla sieci 60 Hz</p>
Współczynnik szczytu prądu	CFI	-	$CFI = \frac{\max I_i }{I_{ARMS}}$ <p>Gdzie operator $\max I_i$ wyraża największą spośród wartości bezwzględnych próbek prądu I_A $i = 2560$ dla sieci 50 Hz $i = 3072$ dla sieci 60 Hz</p>
Współczynnik strat w transformatorze K	$K\text{-Factor}$	-	$K\text{Factor} = \frac{\sum_{h=1}^{50} I_h^2 h^2}{I_1^2}$ <p>Gdzie I_h jest harmoniczną h-tego rzędu prądu I_A I_1 jest składową podstawową prądu I_A</p>
Moc czynna harmonicznej	P_h $h=1..50$	W	$P_h = U_h I_h \cos\varphi_h$ <p>Gdzie U_h jest h-tą harmoniczną napięcia U_{A-N} I_h jest h-tą harmoniczną prądu I_A φ_h jest kątem między harmonicznymi U_h i I_h</p>
Moc bierna harmonicznej	Q_h $h=1..50$	var	$Q_h = U_h I_h \sin\varphi_h$ <p>Gdzie U_h jest h-tą harmoniczną napięcia U_{A-N} I_h jest h-tą harmoniczną prądu I_A φ_h jest kątem między harmonicznymi U_h i I_h</p>
Krótkookresowy wskaźnik migotania światła	P_{ST}	-	liczony wg normy PN-EN 61000-4-15

Długookresowy wskaźnik migotania światła	P_{LT}	-	$P_{LT} = \frac{1}{3} \sqrt{\sum_{i=1}^{12} (P_{STi})^3}$ <p>gdzie P_{STi} jest i-tym kolejnym krótkookresowym wskaźnikiem migotania światła</p>
Energia czynna (pobrana i oddana)	E_{P+} E_{P-}	Wh	$E_{P+} = \sum_{i=1}^m P_+(i)T(i)$ $P_+(i) = \begin{cases} P(i) & \text{dla } P(i) > 0 \\ 0 & \text{dla } P(i) \leq 0 \end{cases}$ $E_{P-} = \sum_{i=1}^m P_-(i)T(i)$ $P_-(i) = \begin{cases} P(i) & \text{dla } P(i) < 0 \\ 0 & \text{dla } P(i) \geq 0 \end{cases}$ <p>gdzie: i jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego $P(i)$ reprezentuje wartość mocy czynnej P wyliczonej w i-tym oknie pomiarowym $T(i)$ reprezentuje czas trwania i-tego okna pomiarowego w godzinach</p>
Energia bierna Budeanu (pobrana i oddana)	E_{QB+} E_{QB-}	varh	$E_{QB+} = \sum_{i=1}^m Q_{B+}(i)T(i)$ $Q_{B+}(i) = \begin{cases} Q_B(i) & \text{dla } Q_B(i) > 0 \\ 0 & \text{dla } Q_B(i) \leq 0 \end{cases}$ $E_{QB-} = \sum_{i=1}^m Q_{B-}(i)T(i)$ $Q_{B-}(i) = \begin{cases} Q_B(i) & \text{dla } Q_B(i) < 0 \\ 0 & \text{dla } Q_B(i) \geq 0 \end{cases}$ <p>gdzie: i jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego $Q_B(i)$ reprezentuje wartość mocy biernej Budeanu Q_B wyliczonej w i-tym oknie pomiarowym $T(i)$ reprezentuje czas trwania i-tego okna pomiarowego w godzinach</p>
Energia bierna składowej podstawowej (pobrana i oddana)	E_{Q1+} E_{Q1-}	varh	$E_{Q1+} = \sum_{i=1}^m Q_{1+}(i)T(i)$ $Q_{1+}(i) = \begin{cases} Q_1(i) & \text{dla } Q_1(i) > 0 \\ 0 & \text{dla } Q_1(i) \leq 0 \end{cases}$ $E_{Q1-} = \sum_{i=1}^m Q_{1-}(i)T(i)$ $Q_{1-}(i) = \begin{cases} Q_1(i) & \text{dla } Q_1(i) < 0 \\ 0 & \text{dla } Q_1(i) \geq 0 \end{cases}$ <p>gdzie: i jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego $Q_1(i)$ reprezentuje wartość mocy biernej składowej podstawowej Q_1 wyliczonej w i-tym oknie pomiarowym $T(i)$ reprezentuje czas trwania i-tego okna pomiarowego w godzinach</p>

Energia pozorna	E_S	VAh	$E_S = \sum_{i=1}^m S(i)T(i)$ <p>gdzie: i jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego $S(i)$ reprezentuje wartość mocy pozornej S wyliczonej w i-tym oknie pomiarowym $T(i)$ reprezentuje czas trwania i-tego okna pomiarowego w godzinach</p>
-----------------	-------	-----	---

5.2 Sieć dwufazowa

Sieć dwufazowa (niewymienione parametry liczone jak dla sieci jednofazowej)			
Parametr			Sposób obliczania
Nazwa	Oznaczenie	Jednostka	
Całkowita moc czynna	P_{tot}	W	$P_{tot} = P_A + P_B$
Całkowita moc bierna Budeanu	Q_{Btot}	var	$Q_{Btot} = Q_{BA} + Q_{BB}$
Całkowita moc bierna składowej podstawowej	Q_{1tot}	var	$Q_{1tot} = Q_{1A} + Q_{1B}$
Całkowita moc pozorna	S_{tot}	VA	$S_{tot} = S_A + S_B$
Całkowita moc pozorna odkształcenia	S_{Ntot}	VA	$S_{Ntot} = S_{NA} + S_{NB}$
Całkowita moc odkształcenia Budeanu	D_{Btot}	var	$D_{Btot} = D_{BA} + D_{BB}$
Całkowity współczynnik mocy	PF_{tot}	-	$PF_{tot} = \frac{P_{tot}}{S_{tot}}$
Całkowity współczynnik przesunięcia fazowego	$\cos\varphi_{tot}$ DPF_{tot}	-	$\cos\varphi_{tot} = DPF_{tot} = \frac{1}{2}(\cos\varphi_A + \cos\varphi_B)$
Całkowity tangens φ	$tg\varphi_{tot}$	-	$tg\varphi = \frac{Q_{tot}}{P_{tot}}$ gdzie: $Q_{tot} = Q_{Btot}$ gdy wybrano metodę Budeanu, $Q_{tot} = Q_{1tot}$ gdy wybrano metodę IEEE 1459
Całkowita energia czynna (pobrana i oddana)	E_{P+tot} E_{P-tot}	Wh	$E_{P+tot} = \sum_{i=1}^m P_{tot+}(i)T(i)$ $P_{tot+}(i) = \begin{cases} P_{tot}(i) & \text{dla } P_{tot}(i) > 0 \\ 0 & \text{dla } P_{tot}(i) \leq 0 \end{cases}$ $E_{P-tot} = \sum_{i=1}^m P_{tot-}(i)T(i)$ $P_{tot-}(i) = \begin{cases} P_{tot}(i) & \text{dla } P_{tot}(i) < 0 \\ 0 & \text{dla } P_{tot}(i) \geq 0 \end{cases}$ <p>gdzie: i jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego, $P_{tot}(i)$ reprezentuje wartość mocy czynnej P_{tot} wyliczonej w i-tym oknie pomiarowym, $T(i)$ reprezentuje czas trwania i-tego okna pomiarowego w godzinach</p>

Całkowita energia bierna Budeanu (pobrana i oddana)	E_{QB+tot} E_{QB-tot}	varh	$E_{QB+tot} = \sum_{i=1}^m Q_{Btot+}(i)T(i)$ $Q_{Btot+}(i) = \begin{cases} Q_{Btot}(i) & \text{dla } Q_{Btot}(i) > 0 \\ 0 & \text{dla } Q_{Btot}(i) \leq 0 \end{cases}$ $E_{QB-tot} = \sum_{i=1}^m Q_{Btot-}(i)T(i)$ $Q_{Btot-}(i) = \begin{cases} Q_{Btot}(i) & \text{dla } Q_{Btot}(i) < 0 \\ 0 & \text{dla } Q_{Btot}(i) \geq 0 \end{cases}$ <p>gdzie: <i>i</i> jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego, $Q_{Btot}(i)$ reprezentuje wartość mocy biernej Q_{Btot} wyliczonej w <i>i</i>-tym oknie pomiarowym, $T(i)$ reprezentuje czas trwania <i>i</i>-tego okna pomiarowego w godzinach</p>
Całkowita energia bierna składowej podstawowej (pobrana i oddana)	E_{Q1+tot} E_{Q1-tot}	varh	$E_{Q1+tot} = \sum_{i=1}^m Q_{1tot+}(i)T(i)$ $Q_{1tot+}(i) = \begin{cases} Q_{1tot}(i) & \text{dla } Q_{1tot}(i) > 0 \\ 0 & \text{dla } Q_{1tot}(i) \leq 0 \end{cases}$ $E_{Q1-tot} = \sum_{i=1}^m Q_{1tot-}(i)T(i)$ $Q_{1tot-}(i) = \begin{cases} Q_{1tot}(i) & \text{dla } Q_{1tot}(i) < 0 \\ 0 & \text{dla } Q_{1tot}(i) \geq 0 \end{cases}$ <p>gdzie: <i>i</i> jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego, $Q_{1tot}(i)$ reprezentuje wartość mocy biernej Q_{1tot} wyliczonej w <i>i</i>-tym oknie pomiarowym, $T(i)$ reprezentuje czas trwania <i>i</i>-tego okna pomiarowego w godzinach</p>
Całkowita energia pozorna	E_{Stot}	VAh	$E_{Stot} = \sum_{i=1}^m S_{tot}(i)T(i)$ <p>gdzie: <i>i</i> jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego $S_{tot}(i)$ reprezentuje wartość całkowitej mocy pozornej S_{tot} wyliczonej w <i>i</i>-tym oknie pomiarowym $T(i)$ reprezentuje czas trwania <i>i</i>-tego okna pomiarowego w godzinach</p>

5.3 Sieć trójfazowa gwiazda z N

<p style="text-align: center;">Sieć trójfazowa gwiazda z N (niewymienione parametry liczone jak dla sieci jednofazowej)</p>			
Parametr			Sposób obliczania
Nazwa	Oznaczenie	Jednostka	
Całkowita moc czynna	P_{tot}	W	$P_{tot} = P_A + P_B + P_C$
Całkowita moc bierna Budeanu	Q_{Btot}	var	$Q_{Btot} = Q_{BA} + Q_{BB} + Q_{BC}$

5 Formuły obliczeniowe

Całkowita moc bierna wg IEEE 1459	Q_{r^+}	var	$Q_1^+ = 3U_1^+ I_1^+ \sin \varphi_1^+$ gdzie: U_{r^+} jest składową zgodną napięcia (składowej podstawowej) I_{r^+} jest składową zgodną prądu (składowej podstawowej) φ_{r^+} jest kątem między składowymi U_{r^+} i I_{r^+}
Efektywna moc pozorna	S_e	VA	$S_e = 3U_e I_e$ gdzie: $U_e = \sqrt{\frac{3(U_A^2 + U_B^2 + U_C^2) + U_{AB}^2 + U_{BC}^2 + U_{CA}^2}{18}}$ $I_e = \sqrt{\frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 + I_N^2}{3}}$
Efektywna moc pozorna odkształcenia	S_{eN}	VA	$S_{eN} = \sqrt{S_e^2 + S_{e1}^2}$ gdzie: $S_{e1} = 3U_{e1} I_{e1}$ $U_{e1} = \sqrt{\frac{3(U_{A1}^2 + U_{B1}^2 + U_{C1}^2) + U_{AB1}^2 + U_{BC1}^2 + U_{CA1}^2}{18}}$ $I_{e1} = \sqrt{\frac{I_{A1}^2 + I_{B1}^2 + I_{C1}^2 + I_{N1}^2}{3}}$
Całkowita moc odkształcenia Budeanu	D_{Btot}	var	$D_{Btot} = D_{BA} + D_{BB} + D_{BC}$
Całkowity współczynnik mocy	PF_{tot}	-	$PF_{tot} = \frac{P_{tot}}{S_e}$
Całkowity współczynnik przesunięcia fazowego	$\cos \varphi_{tot}$ DPF_{tot}	-	$\cos \varphi_{tot} = DPF_{tot} = \frac{1}{3}(\cos \varphi_A + \cos \varphi_B + \cos \varphi_C)$
Całkowity tangens φ	$tg \varphi_{tot}$	-	$tg \varphi_{tot} = \frac{Q_{1tot}}{P_{tot}}$
Całkowita energia czynna (pobrana i oddana)	$E_{P_{+tot}}$ $E_{P_{-tot}}$	Wh	zależność jak dla sieci 2-fazowej
Całkowita energia bierna Budeanu (pobrana i oddana)	$E_{QB_{+tot}}$ $E_{QB_{-tot}}$	varh	zależność jak dla sieci 2-fazowej
Całkowita energia bierna składowej podstawowej (pobrana i oddana)	$E_{Q1_{+tot}}$ $E_{Q1_{-tot}}$	varh	zależność jak dla sieci 2-fazowej
Całkowita energia pozorna	E_{Stot}	VAh	$E_{Stot} = \sum_{i=1}^m S_e(i)T(i)$ gdzie: i jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego $S_e(i)$ reprezentuje wartość efektywnej mocy pozornej S_e wyliczonej w i -tym oknie pomiarowym $T(i)$ reprezentuje czas trwania i -tego okna pomiarowego w godzinach

Wartość skuteczna składowej zerowej napięcia	U_0	V	$\underline{U}_0 = \frac{1}{3}(\underline{U}_{A1} + \underline{U}_{B1} + \underline{U}_{C1})$ $U_0 = \text{mag}(\underline{U}_0)$ <p>gdzie \underline{U}_{A1}, \underline{U}_{B1}, \underline{U}_{C1} są wektorami składowych podstawowych napięć fazowych U_A, U_B, U_C Operator mag() oznacza moduł wektora</p>
Wartość skuteczna składowej zgodnej napięcia	U_1	V	$\underline{U}_1 = \frac{1}{3}(\underline{U}_{A1} + a\underline{U}_{B1} + a^2\underline{U}_{C1})$ $U_1 = \text{mag}(\underline{U}_1)$ <p>gdzie \underline{U}_{A1}, \underline{U}_{B1}, \underline{U}_{C1} są wektorami składowych podstawowych napięć fazowych U_A, U_B, U_C Operator mag() oznacza moduł wektora</p> $a = 1e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2}j$ $a^2 = 1e^{j240^\circ} = -\frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2}j$
Wartość skuteczna składowej przeciwnej napięcia	U_2	V	$\underline{U}_2 = \frac{1}{3}(\underline{U}_{A1} + a^2\underline{U}_{B1} + a\underline{U}_{C1})$ $U_2 = \text{mag}(\underline{U}_2)$ <p>gdzie \underline{U}_{A1}, \underline{U}_{B1}, \underline{U}_{C1} są wektorami składowych podstawowych napięć fazowych U_A, U_B, U_C Operator mag() oznacza moduł wektora</p> $a = 1e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2}j$ $a^2 = 1e^{j240^\circ} = -\frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2}j$
Współczynnik asymetrii napięcia składowej zerowej	u_0	%	$u_0 = \frac{U_0}{U_1} \cdot 100\%$
Współczynnik asymetrii napięcia składowej przeciwnej	u_2	%	$u_2 = \frac{U_2}{U_1} \cdot 100\%$
Składowa zerowa prądu	I_0	A	$\underline{I}_0 = \frac{1}{3}(\underline{I}_{A1} + \underline{I}_{B1} + \underline{I}_{C1})$ $I_0 = \text{mag}(\underline{I}_0)$ <p>gdzie \underline{I}_{A1}, \underline{I}_{B1}, \underline{I}_{C1} są wektorami składowych podstawowych prądów fazowych I_A, I_B, I_C Operator mag() oznacza moduł wektora</p>
Wartość skuteczna składowej zgodnej prądu	I_1	A	$\underline{I}_1 = \frac{1}{3}(\underline{I}_{A1} + a\underline{I}_{B1} + a^2\underline{I}_{C1})$ $I_1 = \text{mag}(\underline{I}_1)$ <p>gdzie \underline{I}_{A1}, \underline{I}_{B1}, \underline{I}_{C1} są wektorami składowych podstawowych prądów I_A, I_B, I_C Operator mag() oznacza moduł wektora</p>
Wartość skuteczna składowej przeciwnej prądu	I_2	A	$\underline{I}_2 = \frac{1}{3}(\underline{I}_{A1} + a^2\underline{I}_{B1} + a\underline{I}_{C1})$ $I_2 = \text{mag}(\underline{I}_2)$ <p>gdzie \underline{I}_{A1}, \underline{I}_{B1}, \underline{I}_{C1} są wektorami składowych podstawowych napięć fazowych I_A, I_B, I_C Operator mag() oznacza moduł wektora</p>

5 Formuły obliczeniowe

Współczynnik asymetrii prądu składowej zerowej	i_0	%	$i_0 = \frac{I_0}{I_1} \cdot 100\%$
Współczynnik asymetrii prądu składowej przeciwnej	i_2	%	$i_2 = \frac{I_2}{I_1} \cdot 100\%$

5.4 Sieć trójfazowa trójkąt i gwiazda bez N

Sieć trójfazowa trójkąt i gwiazda bez N			
(parametry: napięcie i prąd skuteczny, składowe stałe napięć i prądów, współczynniki THD i K, składowe symetryczne i współczynniki asymetrii, wskaźniki migotania światła, są obliczane jak dla obwodów jednofazowych; zamiast napięć fazowych używa się napięć międzyfazowych)			
Parametr			Sposób obliczania
Nazwa	Oznaczenie	Jednostka	
Napięcie międzyfazowe U_{CA}	U_{CA}	V	$U_{CA} = -(U_{AB} + U_{BC})$
Prąd I_2 (układy pomiarowe Aro- na)	I_2	A	$I_2 = -(I_1 + I_3)$
Całkowita moc czynna	P_{tot}	W	$P_{tot} = \frac{1}{M} \left(\sum_{i=1}^M U_{iAC} I_{iA} + \sum_{i=1}^M U_{iBC} I_{iB} \right)$ <p>gdzie: U_{iAC} jest kolejną próbką napięcia U_{A-C} U_{iBC} jest kolejną próbką napięcia U_{B-C} I_{iA} jest kolejną próbką prądu I_A I_{iB} jest kolejną próbką prądu I_B $M = 2560$ dla sieci 50 Hz $M = 3072$ dla sieci 60 Hz</p>
Całkowita moc pozorna	S_e	VA	$S_e = 3U_e I_e$ <p>gdzie:</p> $U_e = \sqrt{\frac{U_{AB}^2 + U_{BC}^2 + U_{CA}^2}{9}}$ $I_e = \sqrt{\frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3}}$
Całkowita moc bierna (Budeanu i IEEE 1459)	Q_{Btot}	var	$Q = N = \sqrt{S_e^2 - P^2}$
Całkowita moc odkształcenia Budeanu	D_{Btot}	var	$D_{Btot} = 0$
Efektywna moc pozorna odkształcenia	S_{eN}	VA	$S_{eN} = \sqrt{S_e^2 + S_{e1}^2}$ <p>gdzie:</p> $S_{e1} = 3U_{e1} I_{e1}$ $U_{e1} = \sqrt{\frac{U_{AB1}^2 + U_{BC1}^2 + U_{CA1}^2}{9}}$ $I_{e1} = \sqrt{\frac{I_{A1}^2 + I_{B1}^2 + I_{C1}^2}{3}}$

Całkowity współczynnik mocy	PF_{tot}	-	$PF_{tot} = \frac{P_{tot}}{S_e}$
Energia czynna (pobrana i oddana)	$\frac{E_{P+tot}}{E_{P-tot}}$	Wh	zależność jak dla w sieci 2-fazowej
Całkowita energia pozorna	E_{Stot}	VAh	gdzie: $E_{Stot} = \sum_{i=1}^m S_e(i)T(i)$ i jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego $S_e(i)$ reprezentuje wartość całkowitej mocy pozornej S_e wyliczonej w i -tym oknie pomiarowym $T(i)$ reprezentuje czas trwania i -tego okna pomiarowego w godzinach

5.5 Metody uśredniania parametrów

Metody uśredniania parametrów	
Parametr	Metoda uśredniania
Napięcie skuteczne	RMS
Napięcie stałe	średnia arytmetyczna
Częstotliwość	średnia arytmetyczna
Współczynnik szczytu U, I	średnia arytmetyczna
Składowe symetryczne U, I	RMS
Współczynniki asymetrii U, I	wyliczane ze średnich wartości składowych symetrycznych
Prąd skuteczny	RMS
Moc czynna, bierna, pozorna, odkształcenia	średnia arytmetyczna
Współczynnik mocy PF	wyliczany ze średnich wartości mocy
$\cos\phi$	średnia arytmetyczna
$\tan\phi$	wyliczany ze średnich wartości mocy
THD U, I	wyliczany jako stosunek średniej wartości RMS wyższych harmonicznych do średniej wartości RMS składowej podstawowej (dla THD-F) lub stosunek średniej wartości RMS wyższych harmonicznych do średniej wartości napięcia skutecznego (dla THD-R)
Amplitudy harmonicznych U, I	RMS
Współczynnik K	RMS
Kąty między harmonicznymi napięć i prądów	średnia arytmetyczna
Moc czynna i bierna harmonicznych	średnia arytmetyczna

Uwagi:

Wartość średnia RMS liczona jest wg formuły:

$$RMS = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_i^2}$$

Średnia arytmetyczna (AVG) liczona jest wg formuły:

$$AVG = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_i$$

gdzie:

- X_i jest kolejną wartością parametru podlegającą uśrednieniu,
- N jest liczbą wartości podlegających uśrednieniu.

6 Jakość zasilania – przewodnik

6.1 Informacje podstawowe

Metodyka przeprowadzania pomiarów została przede wszystkim narzucona wymogami norm dotyczących jakości energii. Chodzi tu głównie o normę PN-EN 61000-4-30:2009. Gwałtownie wzrastające zainteresowanie tą tematyką oraz zapotrzebowanie na przyrządy mierzące parametry sieci energetycznych spowodowało pojawienie się na rynku wielu różnych analizatorów sieci. Przyrządy te posługiwały się jednak różnymi algorytmami, stąd też wyniki pomiarów tego samego obiektu różnymi urządzeniami dawały często diametralnie inne wartości.

Czynnikami, które spowodowały dość znaczący wzrost zainteresowania tymi zagadnieniami były m.in. upowszechnienie się elektronicznych sterowników zasilania, przetwornic DC/DC i zasilaczy impulsowych, świetlówek energooszczędnych itp., czyli szeroko pojętej dziedziny konwersji energii elektrycznej. Wszystkie te urządzenia miały tendencję do znacznego odkształcania przebiegu prądu zasilania.

Zasilacze impulsowe (stosowane powszechnie w zastosowaniach domowych i przemysłowych) zbudowane są często w ten sposób, że sieciowe napięcie zmienne jest prostowane i wygładzane przy użyciu kondensatorów, czyli zamieniane na napięcie stałe (DC), by następnie z dużą częstotliwością i sprawnością zostać przetworzone na napięcie wyjściowe o żądanej wartości. Takie rozwiązanie ma jednak niepożądany efekt uboczny. Doładowania kondensatorów wygładzających odbywają się krótkimi impulsami prądu w momentach, gdy napięcie sieciowe jest bliskie wartości szczytowej. Z bilansu mocy wynika, że jeśli prąd pobierany jest tylko w krótkich chwilach czasu musi mieć szczytową wartość dużo wyższą niż gdyby pobierany był w sposób ciągły. Duży stosunek wartości szczytowej prądu do wartości skutecznej (jest to tzw. współczynnik szczytu) oraz zmniejszenie współczynnika mocy (ang. *Power Factor*, *PF*) powodują, że aby uzyskać pewną moc czynną w odbiorniku (w watach), wytwórca energii jest zmuszony dostarczyć moc wyższą niż moc czynna odbiornika (jest to tzw. moc pozorna, wyrażoną w volt-amperech, VA). Mały współczynnik mocy powoduje większe obciążenie kabli przesyłowych i większe koszty transportu energii elektrycznej. Pojawiające się przy tym składowe harmoniczne w prądzie zasilania, są powodem dodatkowych problemów. W efekcie wytwórcy zaczęli nakładać kary finansowe na odbiorców, którzy nie zapewniali wystarczająco wysokiego współczynnika mocy.

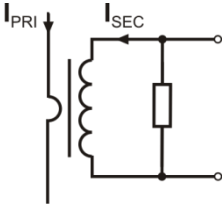
Potencjalnymi zainteresowanymi analizatorami jakości energii mogą być z jednej strony zakłady energetyczne, które mogą przy ich pomocy kontrolować swoich odbiorców, a z drugiej strony odbiorcy energii, którzy takim przyrządem mogą wykryć i próbować zaradzić sytuacji niskiego współczynnika mocy i innym problemom związanym z bardzo szerokim zagadnieniem jakości energii.

Parametry jakościowe źródła zasilania, a także właściwości energetyczne odbiorników są opisywane wieloma różnymi wielkościami i wskaźnikami. Opracowanie to może rzucić na ten obszar nieco światła.

Jak wcześniej wspomniano, brak standaryzacji metod pomiarowych, powodował znaczne różnice w obliczanych wartościach poszczególnych parametrów sieci przez różne przyrządy. Staraniami wielu inżynierów powstała norma poświęcona jakości energii znana pod oznaczeniem PN-EN 61000-4-30. Po raz pierwszy podano w niej (oraz w normach powiązanych) bardzo precyzyjne metody, zależności matematyczne i wymagane dokładności pomiarów analizatorów energii elektrycznej. Zgodność z normą (a w szczególności z klasą A) miało dać gwarancję powtarzalnych i niemal identycznych wyników pomiarów tych samych wielkości mierzonych przyrządami różnych producentów.

6.1.1 Cęgi twarde (CT) do pomiaru prądów zmiennych (AC)

Cęgi twarde typu CT (ang. *Current Transformer Clamps*) to po prostu transformator przetwarzający duży prąd uzwojenia pierwotnego na mniejszy w uzwojeniu wtórnym. Szczęki typowych cęgów prądowych zbudowane są z materiału o właściwościach ferromagnetycznych (np. żelaza) z nawiniętym wokół nich uzwojeniem wtórnym. Uzwojenie pierwotne stanowi przewód, wokół którego zaciskane są szczęki cęgów, czyli najczęściej jeden pojedynczy zwoj. Jeśli teraz przez badany przewód płynie prąd 1000 amperów, w uzwojeniu wtórnym o 1000 zwojach popłynie prąd 1 A (jeśli tylko obwód jest zamknięty). W cęgach z wyjściem napięciowym rezystor bocznikujący jest umieszczony w samych cęgach.



Rys. 17. Cęgi twarde z wyjściem napięciowym

Tego typu transformator prądowy ma kilka charakterystycznych cech. Można nim mierzyć bardzo duże prądy, jednocześnie pobiera niewiele mocy. Prąd magnesujący jest przyczyną pewnego przesunięcia fazy (dziesiąte części stopnia), co może wprowadzić pewien błąd pomiaru mocy (szczególnie przy małym współczynniku mocy). Wadą tego typu cęgów jest również zjawisko nasycenia rdzenia przy pomiarach bardzo dużych prądów (powyżej zakresu nominalnego). Nasycenie rdzenia na skutek zjawiska histerezy magnesowania prowadzi do pojawienia się dużych błędów pomiarowych, które mogą być wyeliminowane jedynie przez jego rozmagnesowanie. Również w sytuacji, gdy mierzony prąd zawiera znaczną składową stałą (DC), rdzeń ulega nasyceniu. Niezaprzeczalną wadą cęgów twardych jest również spora waga.

Mimo wymienionych wad cęgi typu CT są obecnie chyba najbardziej rozpowszechnioną nieinwazyjną metodą pomiaru prądów zmiennych (AC).

Razem z analizatorem PQM-701 można wykorzystywać następujące cęgi typu CT do pomiaru prądów zmiennych:

- C-4, o zakresie nominalnym 1000 A AC,
- C-6, o zakresie nominalnym 10 A AC,
- C-7, o zakresie nominalnym 100 A AC.

6.1.2 Cęgi do pomiaru prądów zmiennych i stałych (AC/DC)

W pewnych sytuacjach konieczny jest pomiar składowej stałej prądu. Do tego celu muszą być użyte cęgi o innej zasadzie działania niż tradycyjny transformator prądowy. Cęgi takie wykorzystują zjawisko fizyczne zwane efektem Halla i zawierają w swojej konstrukcji czujnik Halla (tzw. hallotron). W skrócie efekt ten polega na wystąpieniu napięcia elektrycznego na ściankach przewodnika, przez który płynie prąd elektryczny i dodatkowo znajduje się w polu magnetycznym o kierunku poprzecznym do wektora indukcji tego pola.

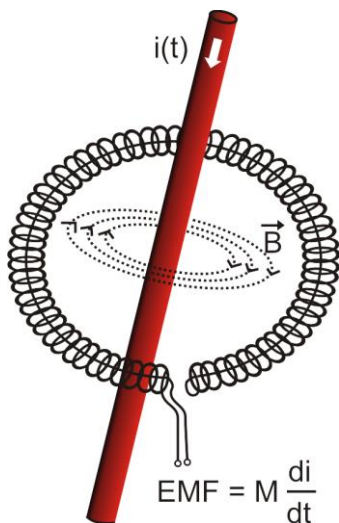
Cęgi prądowe wykorzystujące to zjawisko mogą mierzyć zarówno składową przemienną prądu jak i stałą. Przewodnik z prądem umieszczony wewnątrz cęgów wytwarza pole magnetyczne, które jest skoncentrowane w żelaznym rdzeniu. W szczelinie tego rdzenia, w miejscu gdzie obie części szczęk się łączą, umieszczony jest półprzewodnikowy czujnik Halla, a napięcie wyjściowe tego czujnika jest wzmacniane przez zasilany bateryjnie układ elektroniczny.

Cęgi tego typu zwykle posiadają pokrętko regulacji zera prądu. Aby je przeprowadzić należy zamknąć szczęki (bez żadnego przewodnika wewnątrz) i regulować pokrętkiem aż do uzyskania zerowego wskazania prądu stałego.

Cęgami tego typu oferowanymi obecnie przez Sonel S.A. są cęgi C-5 o zakresie nominalnym 1000 A AC / 1400 A DC. Cęgi te mają wyjście napięciowe i dla prądu nominalnego 1000 A dają na nim napięcie 1 V (1 mV/A).

6.1.3 Cęgi elastyczne (giętkie)

Cęgi elastyczne (ang. *Flexible Current Probes*) działają na zupełnie innej zasadzie fizycznej niż transformator prądowy. Ich najważniejszą częścią jest tzw. cewka Rogowskiego, nazwana imieniem niemieckiego fizyka Waltera Rogowskiego. Cewka ta jest cewką powietrzną owiniętą wokół przewodnika z prądem. Specjalna konstrukcja cewki pozwala na wyprowadzenie obu jej końców z jednej strony, w ten sposób umożliwiając łatwe założenie cęgów wokół przewodnika (koniec powrotny jest umieszczony wewnątrz cewki na całej jej długości). Prąd płynący przez mierzony przewodnik wytwarza centryczne linie pola magnetycznego, które wykorzystując zjawisko indukcji własnej indukują siłę elektromotoryczną na końcach cewki. Jednak napięcie to jest proporcjonalne do szybkości zmian prądu w przewodniku, a nie do samego prądu.



Rys. 18. Cewka Rogowskiego

Cewka Rogowskiego ma kilka niezaprzeczalnych zalet w porównaniu z transformatorami prądowymi. Ponieważ nie posiada rdzenia nie dotyczy jej zjawisko jego nasycania; tym samym ma znakomite predyspozycje do pomiarów dużych prądów. Cewka taka ma również znakomitą liniowość i duże pasmo przenoszenia, dużo większe niż transformatorów prądowych, a w porównaniu z nimi ma również dużo niższą masę.

Jednak do niedawna cęgi elastyczne miały problem z szerszą ekspansją w dziedzinie pomiaru prądu. Istnieją bowiem pewne czynniki, które utrudniają praktyczną implementację układu pomiarowego z cewką Rogowskiego. Jednym z nich jest bardzo niski poziom napięcia, które indukuje się na zaciskach (zależy ono od wymiarów geometrycznych cewki). Dla przykładu napięcie wyjściowe dla częstotliwości 50 Hz cęgów elastycznych serii F (do użytku z PQM-701) wynosi ok. 45 $\mu\text{V}/\text{A}$. Tak niskie poziomy napięć wymagają użycia precyzyjnych i niskoszumnych wzmacniaczy, które oczywiście powodują wzrost kosztów.

Ponieważ napięcie wyjściowe jest proporcjonalne do pochodnej prądu, konieczne jest zastosowanie układu całkującego; powszechnie sprzedaje się cęgi elastyczne składające się z cewki Rogowskiego z dołączonym układem analogowego integratora (charakterystyczny moduł zasilany bateryjnie). Na wyjściu integratora dostępny jest już sygnał napięciowy proporcjonalny do mierzonego prądu i dodatkowo odpowiednio wyskalowany (np. 1 mV/A).

Kolejny problem, który towarzyszy cewce Rogowskiego, to wrażliwość na zewnętrzne pola magnetyczne. Idealna cewka powinna być wrażliwa jedynie na pole zamknięte obszarem cewki i zupełnie tłumić zewnętrzne pola magnetyczne. Okazuje się to jednak bardzo trudnym zadaniem. Jedynym sposobem na uzyskanie takich właściwości jest bardzo precyzyjne wykonanie cewki, z doskonale jednorodnymi uzwojeniami i jak najniższą impedancją. Właśnie duża precyzja nawinięcia cewki jest odpowiedzialna za stosunkowo wysoką cenę takich cęgów.

Razem z analizatorem PQM-701 można wykorzystywać następujące cęgi giętkie oferowane przez Sonel S.A.:

- F-1, o obwodzie cewki równym 120 cm,
- F-2, o obwodzie 80 cm,
- F-3, o obwodzie 45 cm.

Wszystkie wymienione cęgi mają identyczne parametry elektryczne. Prąd szczytowy możliwy do zmierzenia po podłączeniu do PQM-701 wynosi 10 kA (ograniczenie to wynika z właściwości prądowego toru wyjściowego, a nie samych cęgów).

6.2 Migotanie światła (Flicker)

Angielskie słowo *flicker* oznacza migotanie. W odniesieniu do zagadnień związanych z jakością energii oznacza zjawisko okresowej zmiany natężenia światła na skutek zmian napięcia zasilającego żarówki oświetleniowe.

Funkcja pomiaru tego migotania pojawiła się w analizatorach jakości energii, gdy okazało się, że zjawisko to powoduje pogorszenie samopoczucia, irytację, czasem bóle głowy itp. Drgania natężenia światła muszą mieć dość określoną częstotliwość, nie mogą być zbyt wolne, gdyż wtedy ludzka żrenica potrafi się adaptować do zmiany oświetlenia, ani nie mogą być zbyt szybkie, gdyż bezwładność włókna żarowego niweluje te zmiany niemal całkowicie.

Badania wykazały, że maksimum uciążliwości występuje dla częstotliwości ok. 9 zmian na sekundę. Najbardziej wrażliwymi źródłami oświetlenia okazały się tradycyjne żarówki z włóknem wolframowym. Żarówki halogenowe, których włókna mają dużą wyższą temperaturę od tych ostatnich mają też dużo większą bezwładność, która zmniejsza postrzegane przez człowieka zmiany jasności. Najlepszą „odpornością” na migotanie charakteryzują się lampy fluorescencyjne, których pewne specyficzne właściwości stabilizują prąd płynący przez lampę przy zmianach napięcia, a tym samym zmniejszają też wahania mocy świecenia.

Flicker mierzy się w tzw. jednostkach postrzegania i wyróżniono dwa ich rodzaje: krótkookresowy P_{st} (ang. *short term*), którego wartość wyznacza się raz na 10 minut, oraz długookresowy P_{lt} (ang. *long term*), którego wartość wylicza się na podstawie kolejnych 12 wartości P_{st} , czyli co 2 godziny. Długi czas pomiaru wynika wprost z wolnozmennego charakteru zjawiska – aby zebrać wiarygodną próbkę danych pomiar musi być długi. P_{st} równy 1 jest uznawany za wartość, która jest na granicy irytacji – oczywiście wrażliwość na migotanie jest różna u różnych osób; przyjęcie tego progu wynika z testów przeprowadzonych na pewnej reprezentatywnej grupie osób.

A co jest powodem powstawania zjawiska migotania światła? Najczęściej źródłem są spadki napięcia na skutek przyłączania i odłączania obciążeń o dużej mocy i pewien poziom migotania jest obecny w większości sieci zasilających. Pomijając opisany wcześniej niekorzystny wpływ na ludzi nie musi – i zwykle nie jest – symptomem niedomagania naszej instalacji. Ale jeśli w sieci obserwuje się dość nagły i niewytłumaczalny wzrost poziomu migotania światła (czyli wzrost wartości współczynników P_{st} i P_{lt}) nie należy w żadnym wypadku tego zignorować. Może się bowiem okazać, że migotanie powstaje na skutek niepewnych połączeń w instalacji – zwiększone spadki napięcia na połączeniach w tablicy rozdzielczej (dla przykładu) spowodują większe wahania napięcia na odbiornikach takich jak żarówki. Spadki na połączeniach jednocześnie skutkują ich nagrzewaniem, a w końcu iskrzeniem i ewentualnym pożarem. Okresowe badania sieci i opisane symptomy mogą zwrócić naszą uwagę i znaleźć źródło zagrożenia.

6.3 Pomiar mocy

Moc jest jednym z najważniejszych parametrów określających właściwości energetyczne obwodów elektrycznych. Podstawową wielkością będącą podstawą rozliczeń finansowych między dostawcą a odbiorcą jest energia elektryczna równoważna iloczynowi mocy i czasu.

W elektrotechnice spotykamy się z kilkoma różnymi odmianami mocy:

- moc czynna (ang. *Active Power*) oznaczana literą P i mierzona w watach,
- moc bierna (ang. *Reactive Power*) oznaczana Q , jednostka var,
- moc pozorna (ang. *Apparent Power*) S , jednostka VA.

Te wymienione wyżej trzy rodzaje mocy są najbardziej znanymi, ale nie oznacza to, że lista mocy tutaj się kończy.

W szkołach uczy się, że powyższe moce tworzą tzw. trójkąt mocy, którego właściwości wyraża równanie:

$$P^2 + Q^2 = S^2$$

Równanie to jest jednak poprawne tylko dla układów z sinusoidalnymi przebiegami prądów i napięć.

Przed przejściem do bardziej szczegółowego omówienia zagadnień związanych z pomiarami mocy, należy najpierw zdefiniować poszczególne moce.

6.3.1 Moc czynna

Moc czynna P jest wielkością o ścisłym znaczeniu fizycznym i wyraża ona zdolność układu do wykonania określonej pracy. Jest to moc najbardziej pożądana przez odbiorców energii i to właśnie za dostarczoną moc czynną w okresie rozliczeniowym odbiorca płaci dostawcy energii (osobno omówiono problem opłat za dodatkową moc bierną – patrz poniżej). To właśnie moc czynna (a w konsekwencji energia czynna) jest mierzona przez liczniki energii elektrycznej w każdym gospodarstwie domowym.

Podstawowy wzór na obliczanie mocy czynnej jest następujący:

$$P = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} u(t)i(t)dt$$

gdzie: $u(t)$ - chwilowa wartość napięcia, $i(t)$ - chwilową wartość prądu, T - okres za jaki liczymy moc.

W układach sinusoidalnych możemy wyliczyć moc czynną jako:

$$P = UI\cos\varphi$$

gdzie: U jest wartością skuteczną napięcia, I wartością skuteczną prądu a φ jest kątem przesunięcia fazowego między napięciem i prądem.

Moc czynna liczona jest przez analizator PQM-701 bezpośrednio z wzoru całkowego, wykorzystując spróbkowane przebiegi napięcia i prądu:

$$P = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M U_i I_i$$

gdzie M jest liczbą próbek w oknie pomiarowym 10/12-okresowym (2560 dla sieci 50 Hz i 3072 dla 60 Hz), U_i i I_i są kolejnymi próbkami napięcia i prądu.

6.3.2 Moc bierna

Najbardziej znany wzór na *moc bierną* poprawny jest również jedynie dla jednofazowych obwodów z sinusoidalnymi przebiegami napięcia i prądu:

$$Q = UI\sin\varphi$$

Interpretacja tej mocy w takich układach jest następująca: jest to amplituda składowej przemiennej mocy chwilowej na zaciskach źródła. Istnienie pewnej niezerowej wartości tej mocy ma świadczyć o dwukierunkowym i oscylacyjnym przepływie energii między źródłem a odbiornikiem.

Wyobraźmy sobie układ jednofazowy z sinusoidalnym źródłem napięcia, którego obciążeniem jest dwójnik RC. Ponieważ w takich warunkach elementy te zachowują się liniowo, przebieg prądu źródła będzie miał charakter sinusoidalny, ale ze względu na właściwości kondensatora będzie on przesunięty względem napięcia źródła. W takim obwodzie moc bierna Q będzie niezerowa i może być interpretowana jako amplituda oscylacji energii, która jest na przemian gromadzona w kondensatorze i oddawana do źródła. Moc czynna kondensatora jest równa zero.

Jednak jak się okazuje zjawisko oscylacji energii wydaje się tylko skutkiem i to występującym w szczególnych przypadkach obwodów z sinusoidalnym przebiegiem prądu i napięcia, a nie przyczyną powstawania mocy biernej. Badania prowadzone w tej dziedzinie pokazują, że moc bierna występuje również w obwodach, w których nie występują żadne oscylacje energii. Jest to stwierdzenie, które może zdziwić wielu inżynierów. W nowych publikacjach dotyczących teorii mocy, jako jedyne zjawisko fizyczne, które zawsze towarzyszy występowaniu mocy biernej, wymienia się przesunięcie fazowe między prądem a napięciem.

Podany wyżej wzór na obliczanie mocy biernej jest słuszny jedynie dla jednofazowych obwodów sinusoidalnych. Rodzi się zatem pytanie: jak wylicza się moc bierną w układach niesinusoidalnych? Pytanie to otwiera przysłowiową „puszkę Pandory” środowiska elektrotechnicznego. Okazuje się, że definicja mocy biernej w rzeczywistych układach (a nie tylko tych wyidealizowanych), jest przedmiotem kontrowersji i aktualnie (w 2009 roku) nie ma jednej i ogólnie akceptowanej definicji mocy biernej w układach z niesinusoidalnymi przebiegami napięcia i prądu, nie wspominając tu nawet o niezrównoważonych obwodach trójfazowych. W standardzie IEEE (Międzynarodowej Organizacji Inżynierów Elektryków i Elektroników) o numerze 1459-2000 (z roku 2000) dla obwodów niesinusoidalnych trójfazowych nie znajdziemy wzoru na całkowitą moc bierną – jako trzy podstawowe moce wymieniono moc czynną, pozorną i – uwaga – nieaktywną oznaczaną literą N. Moc bierną ograniczono jedynie do składowej podstawowej prądu i napięcia i oznaczono Q_1 .

Wymieniony standard jest ostatnim tego typu dokumentem wydanym przez uznaną organizację, który miał uporządkować tematykę dotyczącą definicji mocy. Było to tym bardziej konieczne, że w środowisku naukowym od wielu już lat wzmagały się głosy, że dotychczas używane definicje mogą dawać błędne wyniki. Kontrowersje dotyczyły przede wszystkim definicji mocy biernej i pozornej (a także mocy odkształcenia, o czym za chwilę) w obwodach jedno- i trójfazowych z niesinusoidalnymi przebiegami napięć i prądów.

W 1987 roku prof. L. Czarnecki dowiódł błędności szeroko rozpowszechnionej definicji mocy biernej wg Budeanu, czyli definicji, której po dziś dzień naucza się w wielu szkołach technicznych. Definicja ta została po raz pierwszy przedstawiona przez prof. Budeanu w 1927 roku i ma następującą postać:

$$Q_B = \sum_{n=0}^{\infty} U_n I_n \sin \varphi_n$$

gdzie U_n i I_n są harmonicznymi napięciami i prądami rzędu n , a φ_n kątami między tymi składowymi.

Ponieważ wprowadzenie tej wielkości sprawiło, że znane dotychczas równanie trójkąta mocy nie było spełnione dla obwodów z przebiegami niesinusoidalnymi, Budeanu wprowadził nową wielkość zwaną *mocą odkształcenia*:

$$D_B = \sqrt{S^2 - (P^2 + Q_B^2)}$$

Moc odkształcenia miała reprezentować w układzie moce pojawiające się wskutek odkształceń przebiegów napięcia i prądu.

Moc bierna była od lat kojarzona z oscylacjami energii między źródłem a obciążeniem. Wiedzimy na podstawie wzoru, że moc bierna wg definicji Budeanu jest sumą mocy biernych poszczególnych harmonicznymi. Ze względu na czynnik $\sin\varphi$ składowe te mogą być dodatnie lub ujemne w zależności od kąta między napięciem a prądem harmonicznymi. Zatem jest możliwa sytuacja, kiedy całkowita moc bierna Q_B będzie wynosiła zero przy niezerowych składowych harmonicznymi. Obserwacja, że przy niezerowych składowych sumaryczna moc bierna według tej definicji może wynosić zero jest kluczem do głębszej analizy, która ostatecznie pozwoliła na udowodnienie, że wielkość Q_B może dawać w pewnych sytuacjach zupełnie zaskakujące wyniki. Przeprowadzone badania poddają w wątpliwość powszechnie panujące przeświadczenie, iż istnieje jakikolwiek związek między oscylacjami energii a mocą bierną Budeanu Q_B . Można podać przykłady obwodów, w których mimo istnienia oscylacyjnego charakteru przebiegu mocy chwilowej, moc bierna wg definicji Budeanu wynosi zero. Na przestrzeni lat naukowcy nie potrafili powiązać z mocą bierną według tej definicji żadnego zjawiska fizycznego.

Wymienione wyżej wątpliwości co to poprawności tej definicji mocy, rzucają cień oczywiście na powiązaną z nią *moc odkształcenia* D_B . Zaczęto szukać odpowiedzi na pytanie, czy moc odkształcenia D_B rzeczywiście jest miarą odkształcenia przebiegów w obwodach niesinusoidalnych. Odkształceniem nazywamy sytuację, gdy przebieg napięcia nie daje się „nałożyć” na przebieg prądu przy wykorzystaniu dwóch operacji: zmieniając amplitudę i przesuwając w czasie. Innymi słowy, jeśli jest spełniony następujący warunek:

$$u(t) = Ai(t - \tau)$$

to napięcie nie jest odkształcone względem prądu. W przypadku napięcia sinusoidalnego i obciążenia będącego dowolną kombinacją elementów RLC warunek ten jest zawsze spełniony (dla przebiegu sinusoidalnego elementy te zachowują liniowość). Jednak gdy napięcie jest odkształcone obciążenie RLC nie zapewnia już nieodkształcania prądu względem napięcia i nie stanowi już obciążenia liniowego – konieczne jest spełnienie pewnych dodatkowych warunków (odpowiednio zmieniający się z częstotliwością moduł i faza impedancji obciążenia).

A zatem czy rzeczywiście moc D_B jest miarą tego odkształcenia? Niestety, okazało się w tym przypadku również, że teoria mocy wg Budeanu zawodzi. Zostało udowodnione, że *moc odkształcenia* może być równa zeru w sytuacji, gdy napięcie jest odkształcone względem przebiegu prądu, i odwrotnie, *moc odkształcenia* może być niezerowa przy zupełnym braku odkształceń.

Praktyczny aspekt teorii mocy, dotyczący poprawy współczynnika mocy układów z mocą bierną, miał być tym czynnikiem, który najbardziej zyska na poprawnych definicjach mocy biernej. Próby kompensacji opierające się na mocy biernej Budeanu i powiązanej z nią mocą odkształcenia spęły na niczym. Wielkości te nie pozwalały nawet na poprawne obliczenie pojemności kompensującej, dającej maksymalny współczynnik mocy. Dochodziło nawet do tego, że takie próby kończyły się dodatkowym pogorszeniem tego współczynnika.

Można zadać więc pytanie: jak to możliwe, że teoria mocy Budeanu stała się tak popularna? Powodów może być kilka. Po pierwsze, przyzwyczajenie inżynierów do starych definicji i od lat nie zmieniające programy nauczania w szkołach. Jest to czynnik często niedoceniany, choć jako usprawiedliwienie można przypomnieć, że teoria ta przez 60 lat nie doczekała się obalenia. Po drugie, w latach 20-tych poprzedniego wieku nie dysponowano przyrządami pomiarowymi, które dawałyby wgląd w poszczególne składowe harmoniczne napięć i prądów, trudno więc było weryfikować nowe teorie. Po trzecie, odkształcone przebiegi prądów i napięć (a więc z wysoką zawartością harmonicznych) to efekt rewolucji w elektroenergetyce, która rozpoczęła się dopiero w drugiej połowie ubiegłego wieku. Na szeroką skalę rozpoczęto wykorzystywać tyrystory, prostowniki sterowane, przekształtniki itd. Wszystkie te działania powodowały bardzo duże odkształcenia prądów w sieciach zasilających a więc wzrost poziomu zniekształceń harmonicznych. Dopiero wtedy zaczęto odczuwać braki w teorii mocy wg Budeanu. W końcu po czwarte, środowisko naukowe związane z energetyką było świadome faktu, że zakłady przemysłowe zainwestowały fortunę w infrastrukturę pomiarową (liczniki energii). Każda zmiana w tym względzie mogła mieć ogromne konsekwencje finansowe.

Jednak powolne zmiany w świadomości inżynierów elektryków zaczęły być widoczne. Z biegiem lat, przy coraz częściej występujących nieliniowych obciążeniach i bardzo odkształconych przebiegach, ograniczeń stosowanych formuł nie można było dłużej tolerować.

Bardzo znaczącym wydarzeniem stała się publikacja w roku 2000 przez organizację IEEE standardu 1459, którego nazwa brzmi: „Definicje do pomiarów wielkości związanych z mocą elektryczną w warunkach sinusoidalnych, niesinusoidalnych, symetrycznych i niesymetrycznych”. Po raz pierwszy moc bierna wg definicji Budeanu znalazła się w grupie definicji niezalecanych, i których nie należy stosować w nowych miernikach mocy i energii biernej. Widoczne też było podzielenie wielu wielkości na te związane z podstawową składową prądu i napięcia (pierwszą harmoniczną) i pozostałymi wyższymi harmonicznymi. W większości przypadków uznaje się bowiem, że użyteczna część energii jest przenoszona właśnie za pomocą składowych 50/60Hz, przy dużo mniejszym i często szkodliwym udziale wyższych harmonicznych.

W standardzie pojawiła się również nowa wielkość – *moc nieaktywna* N , która reprezentuje wszystkie nieaktywne składniki mocy:

$$N = \sqrt{S^2 - P^2}$$

Moc bierna jest jednym ze składników mocy nieaktywnej N . W układach jednofazowych z sinusoidalnymi przebiegami napięć i prądów, N jest równe Q , zatem w mocy nieaktywnej nie ma innych składników. W obwodach trójfazowych taką właściwość mają jedynie sieci symetryczne, sinusoidalne, ze równoważonym odbiornikiem czysto rezystancyjnym.

Kolejne składniki mocy nieaktywnej są związane z konkretnymi zjawiskami fizycznymi. Wzdłuż jednej z najlepiej tłumaczących zjawiska fizyczne w obwodach trójfazowych teorii prof. Czarneckiego równanie mocy w takich układach można zapisać następująco:

$$S^2 = P^2 + D_s^2 + Q^2 + D_u^2$$

D_s jest mocą rozrzutu, która pojawia się w systemie, jako skutek zmian konduktancji odbiornika wraz ze zmianą częstotliwości. Zatem obecność w odbiorniku elementów reaktancyjnych może skutkować pojawieniem się mocy rozrzutu.

Moc bierna Q w tym równaniu pojawia się przy istnieniu przesunięcia fazowego między harmonicznymi napięcia i prądu.

D_u oznacza moc niezrównoważenia, która jest miarą niezrównoważenia odbiornika trójfazowego. Składnik ten wyjaśnia sytuację, w której niezrównoważony odbiornik trójfazowy o charakterze czysto rezystancyjnym, skutkuje współczynnikiem mocy mniejszym od jedności. Taki odbiornik nie ma mocy biernej Q , a mimo to, z trójkątą mocy S , P , Q wynika coś zupełnie innego (teoria mocy Budeanu ze swoją mocą odkształcenia też nie potrafi wyjaśnić tej sytuacji – w odbiorniku czysto rezystancyjnym moc odkształcenia D_B jest równa zero).

Próba połączenia standardu IEEE 1459-2000 z teorią mocy Czarneckiego prowadzi do wniosku, że moc nieaktywna ukrywa w sobie co najmniej trzy osobne zjawiska fizyczne, które wpływają na zmniejszenie efektywności przesyłu energii ze źródła do odbiornika, czyli zmniejszenie współczynnika mocy:

$$PF = \frac{P}{S_e} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + D_s^2 + Q^2 + D_u^2}}$$

W standardzie IEEE 1459-2000 znana pod oznaczeniem literowym Q moc bierna została ograniczona do składowej podstawowej i dotyczy to zarówno układów jednofazowych jak i trójfazowych.

W układach jednofazowych:

$$Q_1 = U_1 I_1 \sin \phi_1$$

W układach trójfazowych bierze się pod uwagę jedynie składową zgodną tej mocy:

$$Q_1^+ = 3U_1^+ I_1^+ \sin \phi_1^+$$

Aby moc ta była poprawnie mierzona wymagana jest zgodna kolejność wirowania faz (czyli faza L2 opóźniona o 120° w stosunku do L1, faza L3 opóźniona o 240° w stosunku do L1). Pojęcie składowej zgodnej zostanie szerzej omówiona przy okazji omawiania asymetrii.

Wartość mocy biernej składowej podstawowej jest główną wielkością, która pozwala oszacować wielkość kondensatora poprawiającego współczynnik DPF, czyli przesunięcia składowej podstawowej napięcia względem tej samej składowej prądu (czyli kompensatora mocy biernej podstawowej harmonicznej).

6.3.3 Moc bierna a układy 3-przewodowe

Poprawny pomiar mocy biernej jest niemożliwy w niesymetrycznych odbiornikach połączonych 3-przewodowo (układy typu trójkąt i gwiazda bez przewodu N). Stwierdzenie to może jednego zaskoczyć.

Odbiornik możemy potraktować jako „czarną skrzynkę” o dostępnych jedynie 3 zaciskach. Nie jesteśmy w stanie określić budowy wewnętrznej takiego odbiornika. Aby obliczyć moc bierną konieczna jest znajomość kąta przesunięcia fazowego między prądem a napięciem występujących na każdej gałęzi takiego odbiornika. Niestety kąta tego nie znamy. W układzie odbiornika typu „trójkąt” znamy napięcia występujące na poszczególnych impedancjach, ale nie znamy prądu; w takich układach mierzone są napięcia międzyfazowe i prądy liniowe. Każdy z prądów liniowych jest sumą dwóch prądów fazowych. W odbiornikach typu gwiazda bez N znamy prądy płynące

przez impedancje, natomiast nie znamy napięć (każde z napięć międzyfazowych jest sumą dwóch napięć fazowych).

Trzeba sobie uzmysłowić fakt, iż przy danych napięciach na zaciskach i prądach wpływających do takiej „czarnej skrzynki” istnieje nieskończenie wiele wariantów budowy wewnętrznej odbiornika, które dadzą nam identyczne wyniki pomiarów prądów i napięć widocznych na zewnątrz takiej czarnej skrzynki.

Jak to zatem jest możliwe, że istnieją liczniki mocy biernej przeznaczone do pomiarów w sieciach 3-przewodowych, oraz analizatory sieci, które w takich warunkach umożliwiają pomiar mocy biernej?

W obu przypadkach producenci uciekają się do sztuczki, która polega na sztucznym wytworzeniu punktu odniesienia (wirtualny zacisk neutralny N). Taki punkt można bardzo łatwo wytworzyć podłączając do zacisków naszej „czarnej skrzynki” układ trzech rezystorów o tej samej wartości i połączonych w gwiazdę. Potencjał punktu centralnego układu rezystorów jest używany do wyliczenia „napięć fazowych”. Oczywiście cudzysłów jest tutaj jak najbardziej na miejscu - takie wirtualne zero da w miarę poprawne wyniki tylko, gdy niezrównoważenie odbiornika jest minimalne. W każdym innym przypadku wskazania mocy biernej takiego przyrządu należy traktować z dużą dozą nieufności.

Przyrząd pomiarowy w żadnym przypadku nie powinien wprowadzać w błąd użytkownika, a tego rodzaju aproksymację można dopuścić wyłącznie po wyraźnym zastrzeżeniu, że wskazywana wartość nie jest wynikiem rzeczywistego pomiaru, a jedynie wartością przybliżoną.

6.3.4 Moc bierna a liczniki energii biernej

Liczniki energii biernej do przyrządu raczej nieznanymi użytkownikom domowym – te używane powszechnie i będące podstawą rozliczeń z dostawcą to liczniki energii czynnej, mierzonej w Wh lub kWh. Użytkownik domowy jest więc w komfortowej sytuacji – płaci jedynie za energię użyteczną i nie musi zastanawiać się, jaki jest współczynnik mocy w jego instalacji.

Odbiorcy przemysłowi – w odróżnieniu od tej pierwszej grupy – są zobligowani, na podstawie podpisanych umów i często pod groźbą kar finansowych, do utrzymywania współczynnika mocy na odpowiednim poziomie.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego precyzuje parametry jakościowe, które powinny być spełnione przez dostawcę energii dla różnych tzw. grup przyłączeniowych. Wśród tych parametrów znajduje się np. częstotliwość sieci, wartość skuteczną napięcia, współczynnik zawartości harmonicznych (THD) i dopuszczalne poziomy poszczególnych harmonicznych napięcia. Jednak dostawca nie musi tych wymogów spełnić, jeśli odbiorca energii nie zapewnia wartości współczynnika $tg\varphi$ poniżej 0,4 (wartość umowna, która może być zmieniona w umowie między dostawcą a odbiorcą energii) i/lub przekracza uzgodniony poziom pobieranej mocy czynnej.

Współczynnik $tg\varphi$ zakorzenił się głęboko w polskim prawodawstwie energetycznym i definiuje się go jako stosunek naliczonej energii biernej do energii czynnej w danym okresie rozliczeniowym. Jeśli wrócimy na chwilę do trójkąta mocy w układach sinusoidalnych to zauważymy, że tangens kąta przesunięcia fazowego między prądem a napięciem jest równy stosunkowi mocy biernej Q do mocy czynnej P . Tak więc kryterium utrzymywania $tg\varphi$ poniżej 0,4 oznacza nic innego tylko ustalenie, że maksymalny poziom naliczonej energii biernej nie może być wyższy niż 0,4 wartości naliczonej energii czynnej. Każdy ponadumowny pobór energii biernej podlega dodatkowej opłacie.

Czy jednak znajomość tak obliczanego współczynnika $tg\varphi$ daje obu zainteresowanym stronom rzeczywisty obraz efektywności przesyłania energii? Czy nie zostało wspomniane wcześniej, że moc bierna jest tylko jednym ze składników mocy nieaktywnej, które mają wpływ na obniżenie współczynnika mocy?

Rzeczywiście, wydaje się, że zamiast $tg\varphi$ należałoby użyć współczynnika mocy PF, który uwzględnia również pozostałe czynniki.

Obecne przepisy niestety nie dają innego wyboru, tak więc poprawny pomiar mocy biernej wydaje się kluczową sprawą. Warto teraz postawić pytanie: czy wobec opisanych wyżej kontrowersji wobec definicji mocy biernej liczniki tej energii zapewniają właściwe odczyty? I co tak na-

prawę mierzą stosowane powszechnie liczniki mocy biernej?

Odpowiedzi na te pytania można próbować uzyskać w normie przedmiotowej dotyczącej tych liczników – PN-EN 62053-23. Niestety, ku naszemu rozczarowaniu nie znajdziemy w niej jakichkolwiek odniesień do pomiarów w warunkach niesinusoidalnych – formuły obliczeniowe odnoszą się do sytuacji sinusoidalnych (w normie możemy przeczytać, że z powodów „praktycznych” ograniczono się wyłącznie do przebiegów sinusoidalnych). Nie ma podanej w niej żadnych kryteriów badań, które pozwoliłyby na zbadanie właściwości licznika przy odkształconych przebiegach napięć i prądów. Może również dziwić fakt, iż starsza norma PN-EN 61268 (już wycofana) definiowała test polegający na badaniu dokładności pomiaru przy 10% poziomie trzeciej harmonicznej prądu.

Obecna sytuacja pozostawia konstruktorom liczników dowolność wyboru metody pomiarowej, co niestety prowadzi do znacznych różnic wskazań energii biernej w obecności dużego poziomu zniekształceń harmonicznyc.

Liczniki starszego typu, czyli elektromechaniczne, mają charakterystykę podobną do filtru dolnoprzepustowego – wyższe harmoniczne są w nim tłumione, przez co pomiar mocy biernej w obecności harmonicznych jest bardzo bliski wartości mocy biernej składowej podstawowej.

Coraz powszechniejsze liczniki elektroniczne mogą przeprowadzać pomiar różnymi metodami. Dla przykładu mogą mierzyć moc czynną i moc pozorną, a moc bierną wyliczając z trójkąta mocy (pierwiastek kwadratowy z sumy kwadratów obu tych mocy). Tak naprawdę więc, w świetle standardu IEEE 1459-2000, mierzą one moc nieaktywną a nie bierną. Inny producent może zastosować metodę z przesunięciem przebiegu napięcia o 90°, co daje wynik zbliżony do mocy biernej składowej podstawowej.

Im większa zawartość harmonicznyc, tym większa będzie różnica w odczytach, no i oczywiście w konsekwencji inne będą opłaty za naliczoną energię.

Jak to zostało wcześniej zasygnalizowane, pomiar mocy biernej w układach 3-przewodowych niezrównoważonych za pomocą tradycyjnych liczników jest obciążony dodatkowym błędem, spowodowanym wytworzeniem wewnątrz licznika wirtualnego zera, mającego niewiele wspólnego z rzeczywistym zerem odbiornika.

Na domiar złego producenci zwykle nie podają żadnych informacji na temat zastosowanej metody pomiarowej.

Pozostaje tylko z niecierpliwością czekać na kolejną wersję normy, która – miejmy nadzieję – zdefiniuje w dużo bardziej precyzyjny sposób metodę pomiarową i sposób badania także w warunkach niesinusoidalnych.

6.3.5 Moc pozorna

Moc pozorną S wyraża się jako iloczyn wartości skutecznych napięcia i prądu:

$$S = UI$$

Jako taka moc pozorna nie ma interpretacji fizycznej; jest natomiast wykorzystywana przy projektowaniu urządzeń przesyłowych. Jest ona co do wartości równa maksymalnej mocy czynnej, która może być dostarczona do obciążenia przy danych wartościach skutecznych napięcia i prądu. Zatem moc pozorna określa maksymalną możliwą zdolność źródła do dostarczania użytecznej energii do odbiornika.

Miarą efektywności wykorzystania dostarczanej mocy przez odbiornik jest współczynnik mocy, czyli inaczej stosunek mocy pozornej do mocy czynnej.

W układach sinusoidalnych:

$$PF = \frac{P}{S} = \frac{UI \cos \varphi}{UI} = \cos \varphi$$

W układach niesinusoidalnych takie uproszczenie nie jest jednak dopuszczalne i współczynnik mocy wylicza się na podstawie rzeczywistego stosunku mocy czynnej i pozornej:

$$PF = \frac{P}{S}$$

W sieciach jednofazowych moc pozorną wylicza się tak jak to pokazano we wzorze powyżej i nie ma tutaj żadnych niespodzianek. Okazuje się jednak, że w sieciach trójfazowych obliczanie tej mocy sprawia równie poważne problemy jak te związane z mocą bierną. Oczywiście dotyczy to rzeczywistych sieci z przebiegami niesinusoidalnymi, które dodatkowo mogą być niesymetryczne.

Badania pokazały, że używane do tej pory formuły mogą dawać błędne wyniki, jeśli sieć nie jest zrównoważona. Ponieważ moc pozorna jest wielkością umowną i nie ma interpretacji fizycznej, ustalenie, która z proponowanych definicji mocy pozornej jest właściwa mogła sprawiać trudność. Podjęto jednak próby opierając się na obserwacji, że moc pozorna ściśle jest związana ze stratami przesyłowymi i współczynnikiem mocy. Znając straty przesyłowe i współczynnik mocy można pośrednio określić poprawną definicję mocy pozornej.

Stosowane do tej pory definicje to m.in. arytmetyczna moc pozorna oraz geometryczna moc pozorna. Przeprowadzone badania pokazały jednak, że ani arytmetyczna definicja, ani geometryczna nie daje w efekcie poprawnej wartości współczynnika mocy. Jedyną, która w takiej sytuacji nie zawodziła okazała się definicja, którą już w 1922 roku zaproponował niemiecki fizyk F. Buchholz:

$$S_e = 3U_e I_e$$

Opiera się ona na efektywnych wartościach napięcia i prądu, a samą moc nazywa się efektywną mocą pozorną (z tego też powodu dla układów trójfazowych dodaje się do oznaczenia indeks „e”). Owe efektywne wartości napięcia i prądu to takie teoretyczne wartości, które reprezentują napięcia i prądy w równoważnym energetycznie symetrycznym układzie trójfazowym. Kluczowe jest więc określenie wielkości U_e i I_e .

Standard IEEE 1459 podaje następujące formuły. W sieciach trójprzewodowych:

$$I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{3}}$$

$$U_e = \sqrt{\frac{U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2}{9}}$$

W sieciach czteroprzewodowych:

$$I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2}{3}}$$

$$U_e = \sqrt{\frac{3(U_a^2 + U_b^2 + U_c^2) + U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2}{18}}$$

gdzie I_a , I_b , I_c , to odpowiednio wartości skuteczne prądów poszczególnych faz (liniowych lub fazowych), I_n jest wartością skuteczną prądu przewodu zerowego, U_a , U_b , U_c to wartości skuteczne napięć fazowych, a U_{ab} , U_{bc} , U_{ca} to wartości skuteczne napięć międzyfazowych.

Tak obliczona wartość S_e uwzględnia zarówno straty mocy w przewodzie zerowym (w sieciach czteroprzewodowych) jak i wpływ niezrównoważenia.

6.3.6 Moc odkształcenia D_B a efektywna moc pozorna odkształcenia S_{eN}

Przy okazji omawiania mocy biernej zostało pokazane, że moc odkształcenia wg definicji Budeanu nie może być używana przy dużych odkształceniach napięć i prądów oraz asymetrii układów trójfazowych (paradoks mocy odkształcenia, która nie jest miarą rzeczywistego odkształcenia). Jednak mimo to moc ta jest często używana przez specjalistów zajmujących się analizą jakości energii i producentów układów kompensujących moc bierną.

Należy tu jasno stwierdzić, że opieranie się na tym parametrze dawało w miarę dobre wyniki jedynie w warunkach niewielkiego odkształcenia przebiegów i małej asymetrii.

Standard IEEE 1459-2000 wymienia tę definicję mocy, jednak tak samo jak w przypadku mocy biernej Budeanu, obciążona jest ona nieusuwalną wadą i zalecane jest jej całkowite wycofanie z użytku.

W miejsce mocy D_B zaproponowano inną wielkość, która w dużo lepszy sposób charakteryzuje całkowitą moc zniekształceń w systemie – moc pozorną odkształcenia S_{eN} . Moc S_{eN} pozwala na szybką ocenę, czy obciążenie pracuje w warunkach małego czy dużego odkształcenia harmonicznymi, jest również podstawą oszacowania wielkości statycznych lub aktywnych filtrów oraz kompensatorów.

Wg definicji (dla układów trójfazowych):

$$S_{eN} = \sqrt{S_e^2 - S_{e1}^2}$$

gdzie:

$$S_{e1} = 3I_{e1}U_{e1}$$

Efektywny prąd i napięcie skuteczne składowej podstawowej (odpowiednio I_{e1} i U_{e1}) oblicza się podobnie jak I_e i U_e z tą różnicą, że zamiast wartości skutecznych napięć fazowych lub międzyfazowych i wartości skutecznych prądów liniowych podstawia się wartości skuteczne ich składowych podstawowych.

W układach jednofazowych do wyliczenia mocy pozornej odkształcenia można wykorzystać prostszy wzór:

$$S_N = \sqrt{S^2 - (U_1 I_1)^2}$$

gdzie U_1 i I_1 są wartościami skutecznymi składowych podstawowych napięcia fazowego i prądu.

6.3.7 Współczynnik mocy

Prawdziwy współczynnik mocy, czyli ten, który uwzględnia także obecność wyższych harmonicznymi nazywa się po prostu współczynnikiem mocy (ang. *True Power Factor*, *TPF* lub *PF*). Dla obwodów sinusoidalnych równuje się on z tzw. współczynnikiem przesunięcia fazowego, czyli popularnym $\cos\varphi$ (ang. *Displacement Power Factor*, *DPF*).

DPF jest zatem miarą przesunięcia fazowego między składowymi podstawowymi napięcia i prądu:

$$DPF = \frac{P_1}{S_1} = \frac{U_1 I_1 \cos\varphi_{U1I1}}{U_1 I_1} = \cos\varphi_{U1I1}$$

$$PF = \frac{P}{S}$$

W przypadku obciążenia czysto rezystancyjnego (w sieci jednofazowej) moc pozorna jest równa co do wartości mocy czynnej, a moc bierna jest równa zero, zatem obciążenie takie w pełni wykorzystuje potencjał energetyczny źródła i współczynnik mocy wynosi 1. Pojawienie się składowej reakcyjnej nieuchronnie prowadzi do zmniejszenia efektywności przekazywania energii – moc czynna jest wtedy mniejsza od mocy pozornej, a moc bierna rośnie.

W układach trójfazowych na zmniejszenie współczynnika mocy ma też wpływ niezerównoważenie odbiornika (patrz dyskusja dot. mocy biernej). W tych układach poprawną wartość współczynnika mocy uzyskuje się wykorzystując efektywną moc pozorną S_e , czyli wielkość zdefiniowaną m.in. w standardzie IEEE 1459-2000.

W powyższy sposób są obliczane te współczynniki przez analizator PQM-701.

6.4 Harmoniczne

Rozkład przebiegów okresowych na składowe harmoniczne jest bardzo popularną operacją matematyczną opierającą się na twierdzeniu Fouriera, które mówi, że każdy przebieg okresowy można przedstawić jako sumę składowych sinusoidalnych o częstotliwościach będących całkowitą wielokrotnością częstotliwości podstawowej takiego przebiegu. Przebieg czasowy można poddać operacji szybkiego przekształcenia Fouriera (w skrócie FFT), który w wyniku daje amplitudy i fazy składowych harmonicznych w dziedzinie częstotliwości.

W idealnej sytuacji napięcie jest wytwarzane w generatorze, który daje na swoim wyjściu czysty przebieg sinusoidalny 50/60 Hz (brak jakichkolwiek wyższych harmonicznych). Jeśli odbiornik jest układem liniowym to również prąd jest w takich idealnych warunkach czystym przebiegiem sinusoidalnym. W rzeczywistych systemach zarówno przebiegi napięcia jak i prądu są odkształcone, zatem muszą zawierać oprócz składowej podstawowej również harmoniczne wyższych rzędów.

Dlaczego obecność wyższych harmonicznych w sieci jest niepożądana?

Jednym z powodów jest zjawisko naskórkowości, które polega na odpychaniu elektronów od środka przewodnika (przewodu) na zewnątrz wraz ze zwiększaniem częstotliwości prądu. W efekcie im większa częstotliwość tym elektrony mają do dyspozycji mniejszy przekrój przewodnika, co jest równoznaczne ze zwiększeniem jego rezystancji. W efekcie tego zjawiska im wyższy rząd harmonicznej prądu tym większa jest efektywna rezystancja okablowania dla tej harmonicznej, a to z kolei nieuchronnie prowadzi do większych strat mocy i nagrzewania się przewodów.

Klasyczny przykład związany z tym efektem dotyczy przewodu zerowego w sieciach trójfazowych. W sieci o małych zniekształceniach, niewielkim niezerównoważeniu i odbiorniku symetrycznym (lub o małej asymetrii) prąd w przewodzie zerowym ma tendencję do zerowania się (jest on znacznie mniejszy od wartości skutecznych prądów fazowych). Obserwacja ta skusiła wielu projektantów do oszczędności polegającej na instalowaniu w takich systemach okablowania z przewodem zerowym o mniejszym przekroju od przewodów fazowych. I wszystko działało bardzo dobrze do momentu, gdy w sieci pojawiły się harmoniczne nieparzystych rzędów będące wielokrotnością 3 (trzecia, dziewiąta, itd.). Nagle przewód neutralny zaczynał się przegrzewać, a pomiar prądu wskazywał na jego bardzo wysoką wartość skuteczną. Wyjaśnienie tego zjawiska jest jednak dość proste. Projektant nie uwzględnił w powyższym przykładzie dwóch okoliczności: w sieciach o odkształconych przebiegach wyższe harmoniczne mogą nie zerować się w przewodzie neutralnym, a wręcz przeciwnie – sumować, i po drugie efekt naskórkowości i wysokie wartości prądów harmonicznych dodatkowo zwiększyły jego nagrzewanie się.

Spróbujmy teraz odpowiedzieć na dwa podstawowe pytania:

Jaka jest przyczyna pojawiania się składowych harmonicznych w napięciu?

Jaka jest przyczyna pojawiania się składowych harmonicznych w prądzie?

Pozornie te dwa pytania wydają się niemal identyczne, jednak rozdzielenie napięcia i prądu jest niezwykle istotne dla zrozumienia sedna sprawy.

Odpowiedź na pierwsze pytanie jest następująca: harmoniczne w napięciu są skutkiem niezerowej impedancji sieci dystrybucyjnej, między generatorem (przyjmujemy, że generuje on czystą sinusoidę) a odbiornikiem.

Natomiast harmoniczne w prądzie są wynikiem nieliniowego przebiegu impedancji odbiornika. Oczywiście należy zauważyć, że odbiornik liniowy zasilany napięciem odkształconym, będzie miał tak samo odkształcony przebieg prądu.

W literaturze używa się często stwierdzenia, że „odbiornik generuje harmoniczne”. Należy pamiętać, że odbiornik w takim przypadku nie jest fizycznym źródłem energii (jak to sugeruje sło-

wo „generuje”). Jedynym źródłem energii w układzie jest system rozdzielczy. Jeśli odbiornik jest urządzeniem pasywnym, to energia przesyłana z odbiornika do systemu rozdzielczego pochodzi z tego samego systemu rozdzielczego. Mamy tu do czynienia z niekorzystnym i bezużytecznym dwukierunkowym przepływem energii. Jak to było już wcześniej omawiane przy okazji współczynnika mocy, takie zjawisko prowadzi do niepotrzebnych strat energii, a prąd „generowany” w odbiorniku powoduje dodatkowe obciążenie systemu rozdzielczego.

Rozpatrzmy następujący przykład. Typowy nieliniowy odbiornik, taki jak np. powszechnie używane zasilacze impulsowe (np. komputerowe), zasilmy z idealnego generatora napięcia sinusoidalnego. Na razie założymy, że impedancja połączeń między generatorem a odbiornikiem ma zerową wartość. Napięcie zmierzone na zaciskach odbiornika będzie miało przebieg sinusoidalny (brak wyższych harmonicznych) – jest to po prostu napięcie generatora. Przebieg prądu odbiornika jednak będzie już zawierał składowe harmoniczne – odbiornik nieliniowy często pobiera prąd tylko w określonych momentach całego okresu sinusoidy (np. maksimum prądu może przypadać na okolicie szczytów sinusoidy napięcia).

Jednak odbiornik nie generuje tych harmonicznych prądu, on po prostu pobiera prąd w sposób zmienny lub nieciągły. Całą energię dostarcza tylko i wyłącznie generator.

W następnym kroku można zmodyfikować obwód wtrącając między generator a odbiornik pewną impedancję, która reprezentuje rezystancję okablowania, uzwojeń transformatora itp.

Pomiary harmonicznych napięcia i prądu odbiornika dadzą nieco inne wyniki. Co się zmieni? Pojawia się niewielkie składowe harmoniczne napięcia, a dodatkowo nieco zmieni się widmo częstotliwościowe prądu.

Przy analizie przebiegu napięcia na odbiorniku można by zauważyć, że pierwotny przebieg sinusoidalny został nieco odkształcony. Jeśli odbiornik pobierał prąd głównie w momentach szczytowych napięcia to będzie ono miało widocznie ścięte wierzchołki. Duży prąd pobierany w tych momentach skutkuje większym spadkiem napięcia na impedancji sieci. Część idealnego przebiegu sinusoidalnego odkłada się teraz na tej impedancji. Pewna zmiana w widmie prądu wynika z nieco innego przebiegu napięcia zasilającego teraz odbiornik.

Przykład tu opisany i „płaskie wierzchołki” sinusoidy napięcia to niezwykle często widziany obrazek w typowych sieciach, do których są przyłączone powszechnie spotykane konstrukcje zasilaczy impulsowych.

6.4.1 Moce czynne harmonicznych

Rozkład napięcia i prądu odbiornika na składowe harmoniczne pozwala na bardziej wnikliwe poznanie szczegółów przepływu energii między dostawcą a odbiorcą.

Założmy, że analizator jakości zasilania podłączamy między źródłem napięcia a odbiornikiem. Zarówno napięcie jak i prąd zasilający poddajemy analizie FFT, w wyniku której otrzymujemy amplitudy harmonicznych wraz z ich przesunięciami fazowymi.

Okazuje się, że znajomość harmonicznych napięcia i prądu oraz przesunięcia fazowego między tymi harmonicznymi, pozwala na wyliczenie mocy czynnych każdej harmonicznej z osobna:

$$P_h = U_h I_h \cos \varphi_h$$

gdzie:

P_h – moc czynna harmonicznej h-tego rzędu,

U_h – wartość skuteczna harmonicznej napięcia h-tego rzędu,

I_h – wartość skuteczna harmonicznej prądu h-tego rzędu,

φ_h – kąt przesunięcia fazowego między harmonicznymi napięcia i prądu rzędu h.

Jeśli moc P_h ma znak dodatni, oznacza to, że dominujące źródło energii tej harmonicznej znajduje się po stronie dostawcy energii. Jeśli jest ona ujemna, to dominującym źródłem jest odbiornik. Trzeba zauważyć, że nie można stwierdzić na podstawie zmierzonych w ten sposób mocy czynnych harmonicznych, że tylko jedna ze stron jest wyłącznym źródłem harmonicznej, gdyż mierzona moc jest wypadkową dostawcy i odbiorcy.

Przykład

Jeśli dostawca generuje moc czynną harmoniczną $P_{hD} = 1 \text{ kW}$, a odbiorca „generuje” moc tej harmoniczną o wartości $P_{hO} = 100 \text{ W}$, to wypadkowa moc zmierzona na zaciskach między odbiorcą a dostawcą, będzie wynosić $P_h = P_{hD} - P_{hO} = 0,9 \text{ kW}$.

W sytuacji jak w powyższym przykładzie mamy do czynienia z dwoma osobnymi źródłami przepływu energii. Niestety na podstawie takiego pomiaru nie da się wprost wskazać rzeczywistego rozkładu.

W rzeczywistych układach określenie źródła dominującego jest jednak często wystarczające. Grupując składowe harmoniczne o znakach dodatnich uzyskujemy zbiór mocy, odpowiedzialnych za przepływ energii od źródła do odbiornika, czyli energii użytecznej.

Z kolei zbiór harmonicznym mocy czynnych o znakach ujemnych charakteryzuje część energii, która nie pełni użytecznej roli i jest „zwracana” z powrotem do systemu rozdzielczego.

Sumując wszystkie składowe moce czynne harmonicznym otrzymujemy moc czynną odbiornika. Zauważamy więc, że istnieją co najmniej dwie alternatywne metody pomiaru mocy czynnej.

Metoda pierwsza polega na wyliczeniu średniej wartości chwilowej mocy czynnej, którą oblicza się na podstawie kolejnych próbek napięcia i prądu:

$$P = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M U_i I_i$$

gdzie U_i jest kolejną próbką napięcia, I_i jest kolejną próbką prądu, a M jest liczbą próbek w oknie pomiarowym.

Druga metoda to sumowanie poszczególnych mocy czynnych harmonicznym, które otrzymujemy poprzez rozkład FFT:

$$P = \sum_h U_h I_h \cos \varphi_h$$

6.4.2 Moce bierne harmonicznym

W podobny sposób jak moce czynne można wyliczyć moce bierne harmonicznym:

$$Q_h = U_h I_h \sin \varphi_h$$

Znajomość mocy biernych harmonicznym jest cenną informacją wykorzystywaną przy opracowywaniu reaktancyjnych równoległych kompensatorów mocy biernej. Kompensatory takie składają się z gałęzi LC, strojonych do konkretnych częstotliwości harmonicznym.

Znak poszczególnych składowych mocy mówi o charakterze obciążenia dla tej składowej. Jeśli znak jest dodatni świadczy to o charakterze indukcyjnym, a jeśli ujemny to o charakterze pojemnościowym.

Prąd bierny źródła można zmniejszyć do zera przy spełnieniu warunku dla każdej harmonicznym²:

$$B_h + B_{kh} = 0$$

gdzie:

B_h – susceptancja odbiornika dla h-tej harmonicznym,

B_{kh} – susceptancja równoległego kompensatora dla h-tej harmonicznym.

² L.S. Czarniecki: „Moce w obwodach elektrycznym z niesinusoidalnym przebiegami prądów i napięć”, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005, str.109

Ponieważ złożoność kompensatora rośnie proporcjonalnie do liczby harmoniczných podlegających kompensacji, zwykle kompensuje się tylko składową podstawową i co najwyżej kilka wyższych harmoniczných o największych wartościach. Jednak nawet sama kompensacja składowej podstawowej może dać już znaczące poprawienie współczynnika mocy.

6.4.3 Charakterystyka harmoniczných w układach trójfazowych

Harmoniczne określonego rzędu mają w układach 3-fazowych pewną specyficzną cechę, którą pokazuje poniższa tabela:

Rząd	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Częstotliwość [Hz]	50	100	150	200	250	300	350	400	450
Kolejność (+ zgodna, - przeciwna, 0 zerowa)	+	-	0	+	-	0	+	-	0

Wiersz „Kolejność” nawiązuje do metody składowych symetrycznych, która pozwala na rzekł dowolnych 3 wektorów na trzy zestawy wektorów: kolejności zgodnej, przeciwnej i zerowej (więcej w części poświęconej zagadnieniu asymetrii).

Posłużmy się przykładem. Załóżmy, że silnik trójfazowy zasilamy z symetrycznej, 4-przewodowej sieci (czyli wartości skuteczne napięć fazowych są sobie równe, a kąty między poszczególnymi składowymi podstawowymi wynoszą po 120°).

Znak „+” w wierszu określającym kolejność dla 1-harmonicznej oznacza normalny kierunek obrotu wału silnika. Harmoniczne napięcia, dla których znak ten również jest „+” powodują powstanie momentu obrotowego zgodnego z kierunkiem składowej podstawowej. Harmoniczne rzędów 2, 5, 8, 11 są harmonicznymi kolejności przeciwnej, czyli wytwarzają moment obrotowy, który przeciwdziała normalnemu kierunkowi obrotu silnika, co może powodować nagrzewanie i niepożądane straty energetyczne i spadek wydajności. Ostatnią grupą są harmoniczne kolejności zerowej, takie jak trzecia, szósta i dziewiąta, które nie wytwarzają żadnego momentu obrotowego, ale płynąc przez uzwojenia silnika powodują jego dodatkowe nagrzewanie.

Na podstawie danych z tabeli można łatwo zauważyć, że sekwencja +, -, 0 powtarza się dla wszystkich kolejnych rzędów harmoniczných. Formułę wiążącą typ kolejności z rzędem jest bardzo prosta i dla k będącego dowolną liczbą całkowitą:

Kolejność	Rząd harmonicznej
zgodna „+”	$3k + 1$
przeciwna „-”	$3k - 1$
zerowa „0”	$3k$

Harmoniczne parzystych rzędów nie występują, gdy dany przebieg jest symetryczny względem linii jej wartości średniej, a taką własność mają przebiegi w większość systemów zasilających. W typowej sytuacji zmierzone poziomy harmoniczných parzystych rzędów mają minimalne wartości. Jeśli weźmiemy pod uwagę tę właściwość to okaże się, że grupa harmoniczných o najbardziej niepożądanych cechach to 3-cia, 9-ta, 15-ta (kolejność zerowa), oraz 5-ta, 11-ta, 17-ta (kolejność przeciwna).

Harmoniczne prądu będące wielokrotnością liczby 3 powodują dodatkowe problemy w niektórych systemach. W układach 4-przewodowych mają one bardzo niepożądaną cechę sumowania się w przewodzie zerowym. Okazuje się, że w odróżnieniu od harmoniczných innych rzędów, których suma wartości chwilowych prądów fazowych się zeruje, przebiegi tych harmoniczných są ze sobą w zgodnej fazie, co powoduje dodawanie się prądów fazowych tej składowej w przewodzie zerowym. Może to doprowadzić do przegrzewania się tego przewodu (w szczególności w układach rozdzielczych, w których zastosowano mniejszy przekrój tego przewodu niż fazowych, a do

niedawna była to jeszcze powszechna praktyka). Z tego też względu, w sieciach o nieliniowych obciążeniach i dużymi odkształceniami prądu zaleca się obecnie, aby przekrój przewodu neutralnego był większy od przekroju przewodów fazowych.

W układach typu trójkąt harmoniczne tych rzędów nie są obecne w prądach liniowych (z zastrzeżeniem, że mowa o układach symetrycznych), natomiast cyrkulują one w gałęziach obciążenia również powodując niepotrzebne straty mocy.

Charakter poszczególnych harmoniczných tak jak przedstawiono to w tabeli zachowuje pełną ścisłość jedynie w trójfazowych układach symetrycznych. Tylko i wyłącznie w takich układach harmoniczna podstawowa ma charakter kolejności wyłącznie zgodny. W rzeczywistych układach, w których występuje pewien stopień asymetrii napięcia zasilającego i niesymetria obciążenia, pojawiają się niezerowe składowe kolejności przeciwnej i zerowej. Miarą tej niesymetrii są tzw. współczynniki asymetrii. I właśnie ze względu na tę asymetrię składowej podstawowej, a dodatkowo różnice w amplitudach i fazach wyższych harmoniczných w każdej z faz, również te harmoniczne będą miały składniki kolejności zgodnej, przeciwnej i zerowej. Im większa asymetria, tym większy będzie także udział pozostałych składowych.

6.4.4 Współczynnik THD

Współczynnik zniekształceń harmoniczných THD (ang. *Total Harmonic Distortion*) jest najpopularniejszym wskaźnikiem odkształcenia przebiegów. W praktyce używane są dwie odmiany tego współczynnika:

- THD_F (THD-F lub po prostu THD) – współczynnik zniekształceń harmoniczných odniesiony do składowej podstawowej przebiegu (z ang. *fundamental*),
- THD_R (THD-R) – współczynnik zniekształceń harmoniczných odniesiony do wartości skutecznej (RMS) przebiegu.

W obu przypadkach THD jest wyrażane w procentach. Poniżej podano definicje:

$$THD_F = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n A_h^2}}{A_1} \times 100\%$$

$$THD_R = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n A_h^2}}{A_{RMS}} \times 100\%$$

gdzie: A_h – wartość skuteczna harmoniczných h-tego rzędu,
 A_1 – wartość skuteczna składowej podstawowej,
 A_{RMS} – wartość skuteczna przebiegu.

Ograniczenie liczby harmoniczných uwzględnianych przy wyliczaniu THD ma charakter umowny i wynika przede wszystkim z ograniczeń pomiarowych urządzenia. Ponieważ analizator PQM-701 umożliwia pomiar składowych harmoniczných do 50-tego rzędu, przy wyliczaniu THD uwzględniane są harmoniczne do rzędu 50-tego lub 40-tego.

Należy pamiętać, że dwie wymienione definicje będą dawały znacznie różniące się od siebie wartości przy mocno odkształconych przebiegach. THD_R nie może przekroczyć wartości 100%, natomiast THD_F takiego limitu nie ma i może przyjmować wartości nawet 200% lub więcej. Taki przypadek zaobserwować można przy pomiarach znacznie odkształconego prądu. Zniekształcenia harmoniczne napięcie zwykle nie przekraczają kilku procent (zarówno THD_F i THD_R); np. norma EN 50160 za limit przyjmuje wartość 8% (THD_F).

6.4.5 Współczynnik K

Współczynnik K, zwany również współczynnikiem strat w transformatorze (K-Factor) jest wielkością wykorzystywaną przy określaniu wymagań dotyczących transformatorów zasilających. Wyższe harmoniczne w prądzie powodują wzrost strat cieplnych w uzwojeniach i elementach metalowych transformatora. Główną przyczyną są prądy wirowe generowane przez składowe prądu o wyższych częstotliwościach oraz efekt naskórkowości.

Wzrost temperatury transformatora jest wprost proporcjonalny do kwadratu częstotliwości składowych prądu, dlatego wielkość zwana współczynnikiem strat w transformatorze, inaczej współczynnikiem K, uwzględnia ten fakt i jest on wyliczany na podstawie następującego wzoru:

$$KFactor = \sum_{h=1}^{50} I_{hr}^2 h^2 = \frac{\sum_{h=1}^{50} I_h^2 h^2}{I_1^2}$$

gdzie: I_{hr} - względna wartość składowej harmonicznej h -tego rzędu prądu (względem składowej podstawowej),
 I_h - amplituda harmonicznej h -tego rzędu prądu,
 I_1 - amplituda składowej podstawowej prądu,
 h - rząd harmonicznej.

Parametr ten przykładu zatem dużo większą wagę do wyższych harmonicznych niż do niższych – każda składowa harmoniczna jest mnożona przez kwadrat jej rzędu.

Współczynnik K jest przydatny przy definiowaniu wymagań odnośnie transformatorów, które muszą pracować w warunkach znacznych odkształceń prądu. Przyjmuje się, że transformator pracujący w warunkach, dla których współczynnik K wynosi x , będzie generował x razy więcej ciepła, niż w sytuacji prądu czysto sinusoidalnego (K równy 1).

6.5 Asymetria

Asymetria jest pojęciem związanym z sieciami trójfazowymi i może się odnosić do:

- asymetrii napięć zasilających,
- asymetrii prądów obciążenia,
- asymetrii odbiornika.

Asymetria napięć (prądów) występuje w sieciach trójfazowych, gdy wartości trzech napięć (prądów) składowych różnią się między sobą i/lub kąty między poszczególnymi fazami są różne od 120° .

Asymetria odbiornika występuje wtedy, gdy impedancje poszczególnych gałęzi odbiornika nie są sobie równe.

Zjawiska te są szczególnie groźne dla silników trójfazowych, w których nawet niewielka asymetria napięć może prowadzić do wielokrotnie większej asymetrii prądów. W takich warunkach moment obrotowy silnika ulega zmniejszeniu i powstają zwiększone straty ciepłne w uzwojeniach i zużycie mechaniczne. Asymetria niekorzystnie odbija się również na transformatorach zasilających.

Najczęstszym źródłem asymetrii jest nierównomierne obciążenie poszczególnych faz. Dobrym przykładem jest podłączanie do sieci trójfazowych dużych obciążeń jednofazowych takich jak kolejowe silniki trakcyjne.

Analizator PQM-701 pozwala na pomiar asymetrii napięć i prądów metodą składowych symetrycznych. Metoda ta opiera się na założeniu, że każdy zestaw trzech niezrównoważonych wektorów składowych można rozłożyć na sumę trzech grup wektorów: składowej zgodnej, przeciwnej i zerowej.

Jako przykład podano sposób obliczania składowej zgodnej napięcia. Z definicji:

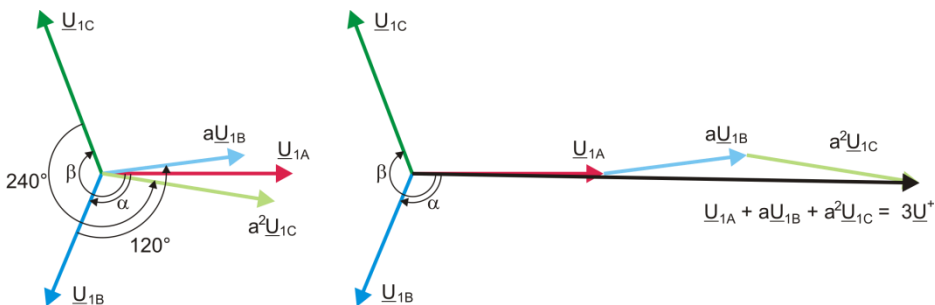
$$\underline{U}^+ = \frac{1}{3}(\underline{U}_{1A} + a\underline{U}_{1B} + a^2\underline{U}_{1C})$$

gdzie: \underline{U}^+ jest wektorem składowej zgodnej,

\underline{U}_{1A} , \underline{U}_{1B} , \underline{U}_{1C} są wektorami składowych podstawowych napięć fazowych U_A , U_B , U_C

$$a = 1e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2}j$$

$$a^2 = 1e^{j240^\circ} = -\frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2}j$$



Rys. 19. Przykład wyznaczania składowej symetrycznej zgodnej.

Na Rys. 19 przedstawiono graficzny sposób wyznaczania tej składowej. Jak widać z podanej definicji, wektor składowej zgodnej jest równy jednej trzeciej sumy składników: \underline{U}_{1A} , $a\underline{U}_{1B}$, $a^2\underline{U}_{1C}$. Operator a i a^2 to jednostkowe wektory o kątach 120° i 240° . Procedura jest następująca: wektor napięcia \underline{U}_{1B} należy obrócić o kąt 120° przeciwnie do ruchu wskazówek zegara (mnożenie przez a) i dodać do wektora \underline{U}_{1A} . Następnie wektor \underline{U}_{1C} należy obrócić o kąt 240° i dodać do poprzedniej sumy wektorów. W efekcie powstaje wektor $3\underline{U}^*$. Wektor \underline{U}^* jest szukaną składową symetryczną kolejności zgodnej. Zauważmy, że w przypadku idealnej symetrii (równe napięcia i kąty) składowa zgodna będzie równa co do wartości napięciom fazowym.

Składowa zgodna jest miarą podobieństwa badanego zestawu wektorów trójfazowych do symetrycznego zestawu wektorów kolejności zgodnej.

Analogicznie, składowa przeciwna jest miarą podobieństwa do symetrycznego zestawu trójfazowych wektorów kolejności przeciwniej.

Składowa zerowa istnieje w systemach, w których suma trzech napięć (lub prądów) nie jest równa zeru.

Powszechnie używaną w energetyce wielkością charakteryzującą asymetrię sieci są współczynniki asymetrii składowej przeciwniej i zerowej (wzory dla napięcia):

$$u_0 = \frac{U_0}{U_1} \cdot 100\%$$

$$u_2 = \frac{U_2}{U_1} \cdot 100\%$$

gdzie: u_0 – współczynnik asymetrii składowej zerowej,
 u_2 – współczynnik asymetrii składowej przeciwniej,
 U_0 – składowa symetryczna zerowa,
 U_1 – składowa symetryczna zgodna,
 U_2 – składowa symetryczna przeciwna.

Najwygodniejszą metodą obliczania składowych symetrycznych i współczynników asymetrii jest posłużenie się rachunkiem liczb zespolonych. Parametrami wektorów są amplituda składowej podstawowej napięcia (prądu) oraz jej bezwzględny kąt przesunięcia fazowego. Obie te wartości są uzyskiwane z przekształcenia FFT.

6.6 Zapady, wzrosty i przerwy w napięciu

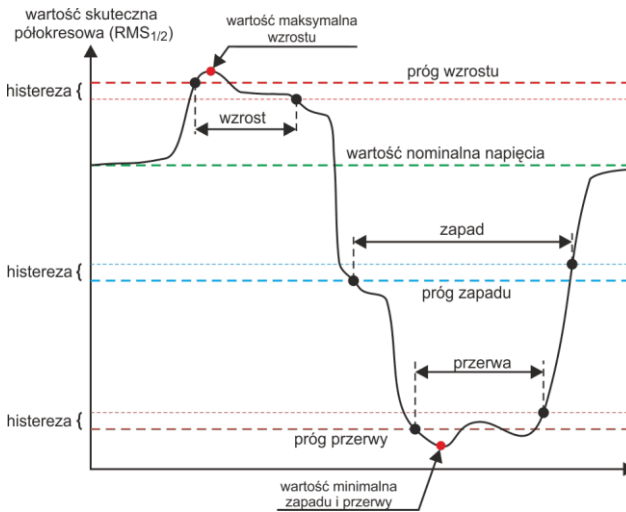
Zapady, wzrosty i przerwy napięcia są zaburzeniami sieci, w czasie których wartość skuteczna napięcia znacznie różni się od wartości nominalnej. Każdy z tych trzech stanów może zostać wykryty przez analizator po włączeniu detekcji zdarzeń i określeniu przez użytkownika wartości progów.

Zapad napięcia jest stanem, w którym wartość skuteczna napięcia jest niższa od ustalonego przez użytkownika progu zapadu. Podstawą pomiaru zapadu jest wartość $U_{RMS(1/2)}$, czyli wartość skuteczna okresowa odświeżana co pół okresu.

Definicja zapadu (za normą PN-EN 61000-4-30):

Zapad napięcia rozpoczyna się w chwili, w której napięcie $U_{RMS(1/2)}$, zmaleje poniżej wartości progowej zapadu, i kończy w chwili, w której wartość napięcia $U_{RMS(1/2)}$ jest równa lub większa od progów zapadu powiększonego o histerezę napięcia.

Próg zapadu ustala się zwykle na poziomie 90% U_{nom} . W czasie trwania zapadu analizator zapamiętuje minimalną zarejestrowaną wartość napięcia (wartość ta zwana napięciem resztkowym U_{res} jest jednym z parametrów charakteryzujących zapad), oraz średnią wartość napięcia.



Rys. 20. Wzrosty, zapady i przerwy napięcia.

Przerwa w zasilaniu jest stanem, w którym napięcie $U_{RMS(1/2)}$ jest niższe od ustalonego progów przerwy. Zwykle próg przerwy jest ustalany znacznie niżej od progów zapadu, na poziomie ok. 1..10% U_{nom} .

Przerwa rozpoczyna się w chwili, w której napięcie $U_{RMS(1/2)}$, zmaleje poniżej wartości progowej przerwy, a kończy w chwili, w której wartość napięcia $U_{RMS(1/2)}$ jest równa lub większa od progów przerwy powiększonego o histerezę napięcia.

W czasie trwania przerwy analizator zapamiętuje minimalną zarejestrowaną wartość napięcia oraz średnią wartość napięcia.

Wzrost napięcia jest stanem podwyższonej wartości napięcia. Próg wzrostu zwykle ustala się na poziomie zbliżonym do $110\% U_{\text{nom}}$.

Wzrost napięcia rozpoczyna się w chwili, w której napięcie $U_{\text{RMS}(1/2)}$, wzrosło powyżej wartości progowej wzrostu, a kończy w chwili, w której wartość napięcia $U_{\text{RMS}(1/2)}$ jest równa lub mniejsza od progu wzrostu pomniejszonego o histerezę napięcia. W czasie trwania wzrostu analizator zapamiętuje maksymalną zarejestrowaną wartość napięcia, oraz średnią wartość napięcia.

Wartość histerezy dla tych trzech stanów jest taka sama i wyrażona jest jako ustalona przez użytkownika wartość procentowa napięcia nominalnego (parametr **Histereza detekcji zdarzeń**).

Analizator zapamiętuje czas rozpoczęcia i zakończenia zdarzenia (z dokładnością do połowy okresu).

Minimalny czas trwania zdarzenia zapadu, przerwy i przełączenia wynosi pół okresu.

Wartości $U_{\text{RMS}(1/2)}$, są wyznaczone w czasie 1 okresu w chwili przejścia przez zero składowej podstawowej napięcia i odświeżane co pół okresu niezależnie dla każdego kanału napięciowego. Oznacza to, że wartości te będą otrzymywane w różnych czasach dla różnych kanałów. Rys. 21 ilustruje sposób wyznaczania wartości $\text{RMS}_{1/2}$ na przykładzie dwóch faz napięcia. Informacja o przejściu przez zero składowej podstawowej jest uzyskiwana drogą przekształcenia FFT.

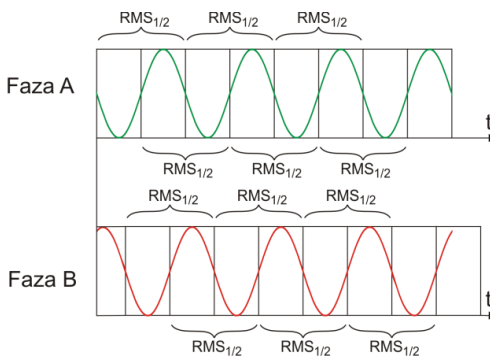
6.7 Uśrednianie wyników pomiarów

Monitorowanie sieci w dłuższym okresie czasu oznacza zebranie ogromnej ilości danych. Aby późniejsza analiza tych danych w ogóle była możliwa do przeprowadzenia, konieczne stało się wprowadzenie mechanizmów, które zmniejszą rozmiar danych do wielkości akceptowalnej zarówno przez maszynę jak i człowieka.

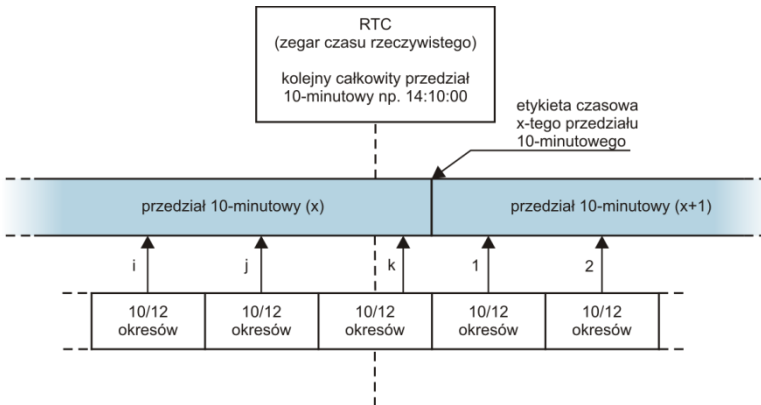
Za przykład niech posłuży badanie sieci na zgodność z normą jakości energii EN 50160. Podstawowy okres badania sieci wynosi tydzień. Gdyby zapamiętać wszystkie 200-milisekundowe wartości skuteczne napięcia otrzymamy 3,024 mln pomiarów. Obróbka takiej ilości danych może być czasochłonna i utrudniona.

Wprowadzono zatem koncepcję uśredniania, polegającą na zapisywaniu do celów analizy po jednej wartości na pewien określony przedział czasu. Dla normy EN-50160 wynosi on 10 minut. Analizator w takim przypadku wylicza wartość średnią 10-minutową na podstawie ok. 3000 wartości 200-milisekundowych (w przybliżeniu, gdyż umowna wartość 200-milisekundowa to w rzeczywistości wartość 10/12-okresowa zsynchronizowana z częstotliwością sieci). Co 10 minut zapisywana jest kolejna wartość średnia napięcia, co prowadzi do zebrania „jedyń” 1008 wyników pomiaru.

Na Rys. 22 pokazano sposób wyznaczania średnich wartości przez analizator PQM-701 przy czasach uśredniania większych niż lub równych od 10 sekund na przykładzie czasu uśredniania 10 minut. Metoda ta spełnia wymogi dla klasy S normy PN-EN 61000-4-30:2009.



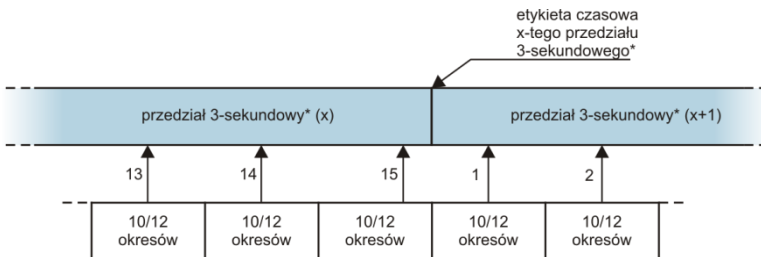
Rys. 21. Wyznaczanie wartości $U_{\text{rms}(1/2)}$



Rys. 22. Wyznaczanie przedziałów uśredniania dłuższych (lub równych) od 10 sekund (na przykładzie uśredniania 10-minutowego)

Wartości średnie są synchronizowane z zegarem czasu rzeczywistego w następujący sposób. Gdy zegar odmierzy kolejną całkowitą wielokrotność okresu uśredniania, bieżący pomiar 10/12-okresowy jest dołączany jako ostatni do wartości średniej (k-ty pomiar na Rys. 22). Jednocześnie kończą się przedział uśredniania się znakowany etykietą czasową odpowiadającą jego końcowi. Następny pomiar 10/12-okresowy jest pierwszym w kolejnym przedziale uśredniania.

Nieco inaczej wygląda uśrednianie przy czasach mniejszych od 10 sekund. Mimo, że wszystkie są wyrażone w jednostkach czasu (200 ms, 1 s, 3 s, 5 s) w rzeczywistości są one odmierzane w wielokrotnościach okresu sieci. Dla przykładu, wybranie czasu uśredniania 3 sekundy, oznacza uśrednianie w czasie 150/180 okresów sieci (15 pomiarów 10/12 okresowych).



(*) w rzeczywistości jest to przedział 150/180 - okresowy

Rys. 23. Wyznaczanie przedziałów uśredniania krótszych od 10 sekund (na przykładzie uśredniania 3-sekundowego)

Sposób określania wartości średnich dla tych okresów obrazuje Rys. 23. Nie ma tutaj zastosowania synchronizacja z zegarem czasu rzeczywistego. Po zebraniu określonej liczby pomiarów 10/12-okresowych bieżący przedział uśredniania jest kończony i rozpoczynany jest kolejny. Etykieta czasowa odpowiada końcowi przedziału.

Uśrednianie wyników pomiarów powoduje utratę wartości ekstremalnych (wygładzenie wyników). W przypadkach, gdy informacja o granicznych wartościach mierzonego parametru jest istotna, użytkownik może skorzystać z możliwości pomiaru wartości minimalnej, maksymalnej i chwilowej w okresie uśredniania. Jeśli dany parametr mierzony jest w czasie 10/12 okresów, to wartość maksymalna i minimalna jest odpowiednio największą i najmniejszą wartością 10/12-

okresową zmierzoną w danym przedziale uśredniania. Z kolei wartość chwilowa jest ostatnią wartością 10/12-okresową w danym okresie uśredniania.

W przypadku wartości skutecznych prądów i napięć metoda wyszukiwania wartości minimalnych i maksymalnych jest bardziej elastyczna i kontrolowana przez parametr **Okres wyznaczania min./maks.** Do dyspozycji użytkownika są następujące opcje: połowa okresu, 200 ms, 1 s, 3 s i 5 s. Wybranie opcji połowa okresu daje wyszukiwanie wartości minimalnej i maksymalnej z największą czułością – z dokładnością do wartości $U_{rms(1/2)}$. Ze wzrostem tego czasu wprowadza się dodatkowe wyglądanie, np. przy 5-ciu sekundach najpierw jest wyliczana średnia wartość 5-sekundowa, która następnie jest używana do wyszukiwania wartości minimalnej i maksymalnej. Daje to mniejszą wrażliwość na chwilowe zmiany wartości mierzonej.

Uwaga: podobnie jak w przypadku okresów uśredniania poniżej 10 sekund, czasy 200 ms, 1 s, 3 s i 5 s w rzeczywistości są wyrażone w wielokrotnościach okresu sieci – odpowiednio 10/12, 50/60, 150/180 i 250/300 okresów sieci.

Wybór właściwego czasu uśredniania nie jest prostą sprawą. W dużej mierze uwarunkowany jest rodzajem zaburzeń obecnych w sieci oraz oczekiwaniami użytkownika dotyczącymi końcowej analizy danych. Często występuje sytuacja, gdy wiadomy jest jedynie sam fakt występowania pewnych problemów w sieci zasilającej, a pomiary analizatorem mają dopiero pomóc wskazać właściwą przyczynę. W takiej sytuacji lepiej jest użyć krótszych czasów uśredniania (np. 10 sekund), oraz włączyć zapis wartości minimalnych i maksymalnych (dla napięć i prądów zalecane jest w takiej sytuacji wybranie okresu wyznaczania wartości minimalnej i maksymalnej na najkrótszy możliwy czas, czyli pół okresu). Krótki czas uśredniania pozwoli na wykreślenie dokładniejszych wykresów zmian parametrów w czasie, a minima i maksima zostaną wykryte i zapamiętane. Rejestracje z krótkimi czasami uśredniania wykonuje się najczęściej w dość ograniczonym czasie, przede wszystkim ze względu na szybki przyrost danych; celem takiej rejestracji jest bowiem wykrycie możliwej przyczyny anomalii, a nie analizy długoterminowej.

Rejestracja z krótkim czasem uśredniania może być wystarczająca do oceny pracy sieci i zaburzeń w niej występujących. Jednak równie szczegółowe informacje będzie można prawdopodobnie uzyskać przy dłuższym czasie (rzędu minut), ale z włączoną rejestracją wartości minimalnej i maksymalnej oraz aktywną detekcją zdarzeń. Ważną zaletą w takiej sytuacji jest dużo mniejsza objętość danych rejestracji co oznacza szybszy odczyt danych i analizę.

Z kolei badania jakości zasilania przyjęło się wykonywać zgodnie z kryteriami normy PN-EN 50160. W tym przypadku analiza jest przeprowadzana w dłuższym czasie (np. 7 dni), dlatego też wybrany czas uśredniania jest również długi – 10 minut.

Należy pamiętać, że nie ma jednego najlepszego ustawienia zarówno czasu uśredniania jak i pozostałych parametrów czy progów zdarzeń. Każda sieć jest inna i różne są cele badania sieci. W związku z tym optymalna konfiguracja analizatora może wymagać kilku podejść i będzie również zależała od doświadczenia operatora.

7 Dane techniczne

- Dane techniczne mogą ulec zmianie bez wcześniejszego powiadomienia. Najnowsze wydania dokumentacji technicznej są dostępne na stronie www.sonel.pl.
- Niepewność podstawowa jest niepewnością urządzenia pomiarowego w warunkach odniesienia podanych w Tab. 6.
- Podane niepewności dotyczą analizatora PQM-701 bez dodatkowych przekładników i cęgów.
- Skróty:
 - w.m. - wartość mierzona wzorcowa,
 - U_{nom} – wartość nominalna napięcia,
 - I_{nom} – zakres nominalny prądu (cęgów),
 - RMS – wartość skuteczna,
 - n – rząd harmonicznej,
 - δ_{ph} – niepewność dodatkowa od błędu pomiaru fazy między harmonicznymi napięciami i prądami.

7.1 Wejścia

Wejścia napięciowe	
Liczba wejść	5 (L1, L2, L3, N, PE - 4 torry pomiarowe) nieizolowane galwanicznie
Maksymalne napięcie wejściowe	760 V _{RMS}
Szczytowe napięcie wejściowe	±1150 V
Zakres mierzonych napięć stałych	±1150 V
Analogowe pasmo przenoszenia (-3dB)	12 kHz
Przekładniki	definiowane przez użytkownika
Impedancja wejść pomiarowych	14 MΩ (nie uwzględnia zasilacza L1-N w PQM-701)
CMRR	70 dB (50 Hz)

Wejścia prądowe	
Liczba wejść	4 (3 fazy + neutralny) nieizolowane galwanicznie
Nominalne napięcie wejściowe (tor cęgów twardych)	1 V _{RMS}
Szczytowe napięcie wejściowe (tor cęgów twardych)	±3,6V
Analogowe pasmo przenoszenia (-3dB)	12kHz
Impedancja wejściowa	Tor cęgów twardych: 100 kΩ Tor cęgów giętkich: 12,4 kΩ
Zakres pomiarowy (bez przekładników)	Cęgi giętkie F-1/F-2/F-3: 1..3000 A (±10000 A szczytowo) Cęgi twarde C-4, C-5: 1..1000 A (±3600 A szczytowo) Cęgi twarde C-6: 0,01..10 A (±36 A szczytowo) Cęgi twarde C-7: 0..100 A (±720 A szczytowo)
Przekładniki	definiowane przez użytkownika
CMRR	60 dB (50 Hz)

Próbkowanie i zegar RTC	
Przetwornik A/C	16-bitowy
Szybkość próbkowania	12,8 kHz dla 50 Hz 15,36 kHz dla 60 Hz Jednoczesne próbkowanie we wszystkich kanałach
Próbek na okres	256
Synchronizacja PLL	40..70 Hz
Kanał odniesienia dla układu PLL	L1
Zegar czasu rzeczywistego	±3,5ppm maks. (ok. ±9 sekund/miesiąc) w zakresie temperatury -20°C...+55°C

7.2 Mierzone parametry - dokładności, rozdzielczości i zakresy

7.2.1 Warunki odniesienia

Tab. 6. Warunki odniesienia.

Warunki odniesienia	
Temperatura otoczenia	23°C ±2°C
Wilgotność względna	40...60%
Asymetria napięcia	≤ 0,1% dla współczynnika asymetrii składowej przeciwnej (dot. tylko układów trójfazowych)
Zewnętrzne ciągłe pole magnetyczne	≤ 40 A/m (stałe) ≤ 3 A/m (zmiennie) dla częstotliwości 50/60 Hz
Składowa stała napięcia i prądu	zerowa
Przebiegi	sinusoidalne
Częstotliwość	50 Hz ±0,2% lub 60 Hz ±0,2%

7.2.2 Napięcie

Napięcie	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
U_{RMS} (AC+DC)	$10\% U_{nom} \leq U_{RMS} \leq 120\% U_{nom}$ dla $U_{nom} \geq 100$ V	$0,01\% U_{nom}$	$\pm 0,1\% U_{nom}$
Współczynnik szczytu	1..10 (1..1,65 dla napięcia 690 V) dla $U_{RMS} \geq 10\% U_{nom}$	0,01	±5%

7.2.3 Prąd

Prąd	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
I_{RMS} (AC+DC)	Tor wejściowy bez cęgów		
	0..1 V (0..3,6 V _{p-p})	0,01% I_{nom}	±0,1% I_{nom}
	Cęgi giętkie F-1/F-2/F-3		
	0..3000 A (10 kA _{p-p})	0,01% I_{nom}	Niepewność dodatkowa ±1% (±2% z uwzględnieniem błędu dodatkowego od położenia)
	Cęgi twarde C-4		
	0..1000 A (3600 A _{p-p})	0,01% I_{nom}	Niepewność dodatkowa 0,1..10 A: ± (3% + 0,1 A) 10 A: ±3% 50 A: ±1,5% 200 A: ±0,75% 1000..1200 A: ±0,5%
	Cęgi twarde C-5		
	0..1000 A (3600 A _{p-p})	0,01% I_{nom}	Niepewność dodatkowa 0,5..100 A: ≤ (1,5% + 1 A) 100..800 A: ≤ 2,5% 800..1000 A AC: ≤ 4% 800..1400 A DC: ≤ 4%
	Cęgi twarde C-6		
	0..10 A (36 A _{p-p})	0,01% I_{nom}	Niepewność dodatkowa 0,01..0,1 A: ± (3% + 1 mA) 0,1..1 A: ±2,5% 1..12 A: ±1%
Cęgi twarde C-7			
0..100 A (720 A _{p-p})	0,01% I_{nom}	Niepewność dodatkowa 0..100 A: ± (0,5% + 0,02 A) (45..65 Hz) 0..100 A: ± (1,0% + 0,04 A) (40..1000 Hz)	

Współczynnik szczytu	1..10 (1..3,6 dla I_{nom}) dla $I_{RMS} \geq 1\% I_{nom}$	0,01	$\pm 5\%$
----------------------	---	------	-----------

7.2.4 Częstotliwość

Częstotliwość	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
f	40..70 Hz $10\% U_{nom} \leq U_{RMS} \leq 120\% U_{nom}$	0,01 Hz	$\pm 0,01$ Hz

7.2.5 Harmoniczne

Harmoniczne	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
Rząd harmonicznej (n)	DC, 1..50, grupowanie: podgrupy harmoniczne wg PN-EN 61000-4-7		
Amplituda U_{RMS}	$0..120\% U_{nom}$	$0,01\% U_{nom}$	$\pm 0,05\% U_{nom}$ jeśli w.m. $< 1\% U_{nom}$ $\pm 5\%$ w.m. jeśli w.m. $\geq 1\% U_{nom}$ (wg PN-EN 61000-4-7 klasa I)
Amplituda I_{RMS}	W zależności od użytych cęgów (patrz specyfikacja I_{RMS})	$0,01\% I_{nom}$	$\pm 0,15\% I_{nom}$ jeśli w.m. $< 3\% I_{nom}$ $\pm 5\%$ w.m. jeśli w.m. $\geq 3\% I_{nom}$ (wg PN-EN 61000-4-7 klasa I)
THD-R napięcia (n = 2..50)	$0,0..100,0\%$ dla $U_{RMS} \geq 1\% U_{nom}$	0,1%	$\pm 5\%$
THD-R prądu (n = 2..50)	$0,0..100,0\%$ dla $I_{RMS} \geq 1\% I_{nom}$	0,1%	$\pm 5\%$
K-Factor	$1,0..50,0$ dla $I_{RMS} \geq 1\% I_{nom}$	0,1	$\pm 10\%$
Kąt fazowy (napięcie)	$-180^\circ..+180^\circ$	$0,1^\circ$	$\pm(n \times 1^\circ)$
Kąt fazowy (prąd)	$-180^\circ..+180^\circ$	$0,1^\circ$	$\pm(n \times 1^\circ)$

7.2.6 Moce harmoniczych

Moce harmoniczych	Warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa ⁽¹⁾
Moc czynna i bierna harmoniczych	$80\% U_{nom} \leq U_{RMS} < 120\% U_{nom}$ $5\% I_{nom} \leq I_{RMS} \leq I_{nom}$	zależna od U_{nom} i I_{nom}	$\pm \sqrt{\delta_{U_h}^2 + \delta_{I_h}^2 + \delta_{\phi_h}^2} \%$ gdzie: δ_{U_h} – niepewność podstawowa pomiaru amplitudy harmonicznej napięcia, δ_{I_h} – niepewność podstawowa pomiaru amplitudy harmonicznej prądu, δ_{ϕ_h} – niepewność podstawowa pomiaru fazy między harmonicznymi napięcia i prądu

(1) Patrz pkt. 7.2.8. Szacowanie niepewności pomiaru mocy i energii.

7.2.7 Moc i energia

Moc i energia	Warunki (dla mocy i energii $80\% U_{nom} \leq U_{RMS} < 120\% U_{nom}$)	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa ⁽¹⁾
Moc czynna	$1\% I_{nom} \leq I_{RMS} < 5\% I_{nom}$ $\cos\phi = 1$	zależna od U_{nom} i I_{nom}	$\pm \sqrt{1,0^2 + \delta_{\phi_h}^2} \%$
Energia czynna	$5\% I_{nom} \leq I_{RMS} \leq I_{nom}$ $\cos\phi = 1$		$\pm \sqrt{0,5^2 + \delta_{\phi_h}^2} \%$
	$2\% I_{nom} \leq I_{RMS} < 10\% I_{nom}$ $\cos\phi = 0,5$		$\pm \sqrt{1,0^2 + \delta_{\phi_h}^2} \%$

	10% $I_{nom} \leq I_{RMS} \leq I_{nom}$ $\cos\varphi = 0,5$		$\pm \sqrt{0,6^2 + \delta_{ph}^2} \%$
Moc bierna Energia bierna	2% $I_{nom} \leq I_{RMS} < 5\% I_{nom}$ $\sin\varphi = 1$	zależna od U_{nom} i I_{nom}	$\pm \sqrt{1,25^2 + \delta_{ph}^2} \%$
	5% $I_{nom} \leq I_{RMS} < I_{nom}$ $\sin\varphi = 1$		$\pm \sqrt{1,0^2 + \delta_{ph}^2} \%$
	5% $I_{nom} \leq I_{RMS} < 10\% I_{nom}$ $\sin\varphi = 0,5$		$\pm \sqrt{1,25^2 + \delta_{ph}^2} \%$
	10% $I_{nom} \leq I_{RMS} < I_{nom}$ $\sin\varphi = 0,5$		$\pm \sqrt{1,0^2 + \delta_{ph}^2} \%$
	10% $I_{nom} \leq I_{RMS} < I_{nom}$ $\sin\varphi = 0,25$		$\pm \sqrt{1,25^2 + \delta_{ph}^2} \%$
Moc pozorna Energia pozorna	2% $I_{nom} \leq I_{RMS} < 5\% I_{nom}$	zależna od U_{nom} i I_{nom}	$\pm 1\%$
	5% $I_{nom} \leq I_{RMS} \leq I_{nom}$		$\pm 0,5\%$
Współczynnik mocy (PF)	0...1	0,01	$\pm 0,03$
	50% $U_{nom} \leq U_{RMS} < 120\% U_{nom}$		
	10% $I_{nom} \leq I_{RMS} < I_{nom}$		
Współczynnik przesunięcia fazowego ($\cos\varphi/DPF$)	0...1	0,01	$\pm 0,03$
	50% $U_{nom} \leq U_{RMS} < 120\% U_{nom}$		
	10% $I_{nom} \leq I_{RMS} < I_{nom}$		

(1) Patrz pkt. 7.2.8. Szacowanie niepewności pomiaru mocy i energii.

7.2.8 Szacowanie niepewności pomiaru mocy i energii

Całkowita niepewność pomiaru mocy i energii czynnej i biernej (składowej podstawowej) oraz mocy harmonicznych bazuje w uogólnieniu na następującej zależności (dla energii pomija się niepewność dodatkową od pomiaru czasu, jako dużo mniejszą niż pozostałe niepewności):

$$\delta_{p,q} \cong \sqrt{\delta_{U_h}^2 + \delta_{I_h}^2 + \delta_{ph}^2}$$

gdzie: $\delta_{p,q}$ – niepewność pomiaru mocy czynnej lub biernej,
 δ_{U_h} – sumaryczna niepewność pomiaru amplitudy harmonicznej napięcia (analizator, przekładniki, cęgi),
 δ_{I_h} – sumaryczna niepewność pomiaru amplitudy harmonicznej prądu (analizator, przekładniki, cęgi),
 δ_{ph} – niepewność dodatkowa wynikająca z błędu pomiaru fazy między harmonicznymi napięciem i prądem.

Niepewność δ_{ph} można wyznaczyć jeśli znany jest kąt przesunięcia fazowego dla interesującego nas zakresu częstotliwości. W Tab. 7 przedstawiono błąd różnicy faz między harmonicznymi napięciem i prądem dla analizatora PQM-701 (bez cęgów i przekładników).

Tab. 7. Błąd fazy analizatora PQM-701 w zależności od częstotliwości.

Błąd różnicy faz					
Zakres częstotliwości	0..200 Hz	200..500 Hz	500 Hz..1 kHz	1..2 kHz	2..3 kHz
Błąd	$\leq 1^\circ$	$\leq 2,5^\circ$	$\leq 5^\circ$	$\leq 10^\circ$	$\leq 15^\circ$

Błąd fazowy wprowadzany przez użyte przekładniki i cęgi można zwykle znaleźć w ich dokumentacji technicznej. W takim przypadku należy oszacować wynikowy błąd fazy między napięciem i prądem dla interesującej nas częstotliwości, wprowadzany przez wszystkie elementy toru pomiarowego: przekładniki napięciowe i prądowe, cęgi oraz analizator.

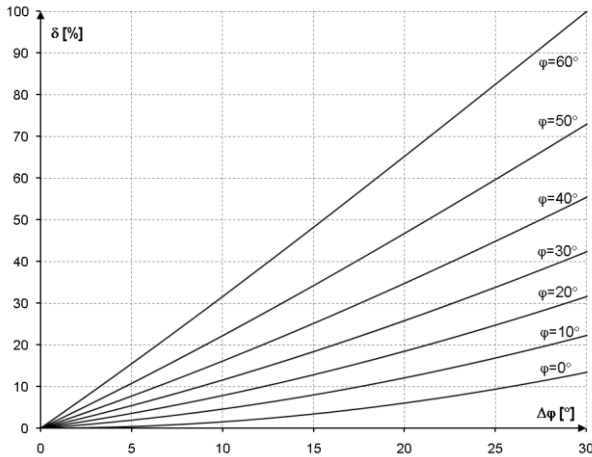
Niepewność pomiaru wynikającą z błędu fazy dla mocy czynnej harmonicznych można wyznaczyć na podstawie zależności:

$$\delta_{ph} = 100 \left(1 - \frac{\cos(\varphi + \Delta\varphi)}{\cos\varphi} \right) [\%], \quad \cos\varphi \neq 0$$

Z kolei niepewność pomiaru mocy biernej harmonicznych można wyznaczyć z zależności:

$$\delta_{ph} = 100 \left(1 - \frac{\sin(\varphi - \Delta\varphi)}{\sin\varphi} \right) [\%], \quad \sin\varphi \neq 0$$

W obu tych wzorach φ oznacza rzeczywisty kąt przesunięcia między harmonicznymi prądu i napięcia, a $\Delta\varphi$ sumaryczny błąd fazy dla danej częstotliwości. Z przedstawionych zależności można wyciągnąć wniosek, że niepewność pomiaru mocy, dla takiego samego błędu fazy, bardzo wyraźnie zależy od współczynnika przesunięcia fazowego między prądem i napięciem. Pokazano to na Rys. 24.



Rys. 24. Niepewność dodatkowa od błędu fazy w zależności od kąta przesunięcia fazowego.

Przykład

Obliczenie niepewności pomiaru mocy czynnej składowej podstawowej.

Warunki: $\varphi = 60^\circ$, $U_{RMS} \cong U_{nom}$, $I_{RMS} = 5\% I_{nom}$.

Niepewność podstawowa wynosi $\pm \sqrt{1,0^2 + \delta_{ph}^2}$ %.

Dla zakresu częstotliwości 0..200 Hz błąd fazy PQM-701 wynosi 1° . Po podstawieniu do zależności:

$$\delta_{ph} = 100 \left(1 - \frac{\cos(\varphi + \Delta\varphi)}{\cos\varphi} \right) = 100 \left(1 - \frac{\cos(61^\circ)}{\cos(60^\circ)} \right) = 3,04\%$$

zatem niepewność pomiaru wyniesie:

$$\delta = \pm \sqrt{1,0^2 + 3,04^2} = \pm 3,20\%$$

W tych samych warunkach, ale przy przesunięciu fazowym $\varphi = 10^\circ$, otrzymamy:

$$\delta_{ph} = 100 \left(1 - \frac{\cos(11^\circ)}{\cos(10^\circ)} \right) = 0,32\%$$

a niepewność pomiaru wyniesie:

$$\delta = \pm \sqrt{1,0^2 + 0,32^2} = \pm 1,05\%$$

Powyższe wyliczenia nie uwzględniają błędów dodatkowych wprowadzanych przez użyte cęgi prądowe oraz przekładniki.

7.2.9 Migotanie światła

Migotanie światła (flicker)	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
P _{st} (10 min.), P _{lt} (2 h)	0,2...10 dla U _{RMS} ≥ 80% U _{nom}	0,01	±5% w obrębie wartości stabilizowanych w normie PN-EN 61000-4-15

7.2.10 Asymetria

Asymetria (napiecie i prąd)	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
Współczynnik asymetrii składowej zgodnej, przeciwnej i zerowej	0,0%...20,0% dla 80% U _{nom} ≤ U _{RMS} < 120% U _{nom}	0,1%	±0,15% (niepewność bezwzględna)

7.3 Detekcja zdarzeń - wartości skuteczne napięcia i prądu

Napięcie U_{RMS} (zapady, przerwy i przepięcia)	Zakres	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
$U_{RMS(1/2)}$	0,0%...120,0% U_{nom}	0,01% U_{nom}	$\pm 0,2\% U_{nom}$
Progi detekcji	Ustawiane przez użytkownika w procentach lub wartościach bezwzględnych. Wykrywanie zdarzenia oparte na pomiarze $U_{RMS(1/2)}$ (wartość skuteczna 1-okresowa odświeżana co ½ okresu).		
Czas trwania	hh:mm:ss.ms	Pół okresu	Jeden okres
Zapis oscylogramu	2 okresy przed zdarzeniem + 4 okresy po zdarzeniu (razem 6 okresów) 256 próbek na okres		

Prąd I_{RMS} (min, maks)	Zakres	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
$I_{RMS(1/2)}$	0,0%...100,0% I_{nom}	0,01% I_{nom}	$\pm 0,2\% I_{nom}$
Progi detekcji	Ustawiane przez użytkownika w procentach lub wartościach bezwzględnych. Wykrywanie zdarzenia oparte na pomiarze $I_{RMS(1/2)}$ (wartość skuteczna 1-okresowa odświeżana co ½ okresu).		
Czas trwania	hh:mm:ss.ms	Pół okresu	Jeden okres
Zapis oscylogramu	2 okresy przed zdarzeniem + 4 okresy po zdarzeniu (razem 6 okresów) 256 próbek na okres		

7.4 Detekcja zdarzeń - pozostałe parametry

Parametr	Zakres	Metoda detekcji
Częstotliwość (min, maks)	40...70 Hz (procentowo lub bezwzględnie)	Detekcja bazowana na pomiarze 10 s (wg PN-EN 61000-4-30)
Współczynnik szczytu napięcia (min, maks)	1,0...10,0	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Współczynnik szczytu prądu (min, maks)	1,0...10,0	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Współczynnik asymetrii składowej przeciwnej napięcia (maks)	0,0...20,0%	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Współczynnik asymetrii składowej przeciwnej prądu (maks)	0,0...20,0%	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Krótkookresowy wskaźnik migotania światła P_{st} (maks)	0..20	Na podstawie wartości 10-minutowej
Długookresowy wskaźnik migotania światła P_{li} (maks)	0..20	Na podstawie wartości 2-godzinnej
Moc czynna P (min, maks)	W zależności od konfiguracji	Na podstawie wartości 10/12-okresowej (dla mocy pobranej i oddanej)
Moc bierna Q (min, maks)	W zależności od konfiguracji	Na podstawie wartości 10/12-okresowej (dla mocy pobranej i oddanej)
Moc pozorna S (min, maks)	W zależności od konfiguracji	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Moc odkształcenia D/Moc pozorna odkształcenia S_N (min, maks)	W zależności od konfiguracji	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Współczynnik mocy PF (min, maks)	0...1	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Współczynnik przesunięcia fazowego $\cos\phi$ /DPF (min, maks)	0...1	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
$tg\phi$ (min, maks)	0...10	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Energia czynna E_P (maks)	W zależności od konfiguracji	Przekroczenie sprawdzane co 10/12 okresów (dla energii pobranej i oddanej)
Energia bierna E_Q (maks)	W zależności od konfiguracji	Przekroczenie sprawdzane co 10/12 okresów (dla energii pobranej i oddanej)
Energia pozorna E_S (maks)	W zależności od konfiguracji	Przekroczenie sprawdzane co 10/12 okresów

7 Dane techniczne

Współczynnik zawartości harmonicznych THD-F napięcia (maks)	0...100%	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Współczynnik zawartości harmonicznych THD-F prądu (maks)	0...200%	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Amplitudy harmonicznych napięcia (maks)	0...100% lub bezwzględnie	Na podstawie wartości 10/12-okresowej; Niezależne progi dla wszystkich harmonicznych w zakresie 2...50
Amplitudy harmonicznych prądu (maks)	0...200% lub bezwzględnie	Na podstawie wartości 10/12-okresowej; Niezależne progi dla wszystkich harmonicznych w zakresie 2...50
Współczynnik K (K-Factor) (maks)	1,0..50,0	Na podstawie wartości 10/12-okresowej

Histereza detekcji zdarzeń	Zakres	Metoda obliczania
Histereza	0..10%	Dla każdego z parametrów liczona jako procent wartości progu maks.

7.5 Rejestracja

Rejestrator	
Czas uśredniania ⁽¹⁾	200 ms, 1 s, 3 s, 5 s, 10 s, 15 s, 30 s, 1 min, 3 min, 5 min, 10 min, 15 min, 30 min, 60 min, 120 min. Tryb specjalny: ½ okresu (zapis tylko $U_{RMS(1/2)}$ i $I_{RMS(1/2)}$) ⁽²⁾
Uśrednianie min/maks dla U_{RMS}	½ okresu, okres, 200 ms, 1 s, 3 s, 5 s ⁽³⁾
Uśrednianie min/maks dla I_{RMS}	½ okresu, okres, 200 ms, 1 s, 3 s, 5 s ⁽³⁾
Zrzut oscylogramów	Możliwość zapisu 3 okresów oscylogramów aktywnych kanałów po każdym okresie uśredniania
Tryby uruchomienia rejestracji	ręczny od pierwszego wykrytego zdarzenia według harmonogramu (cztery definiowane przedziały czasu)
Punkty pomiarowe	4 niezależne konfiguracje użytkownika, definiowany przydział miejsca na karcie pamięci, możliwość przydziału całego miejsca dla wybranego punktu
Czas rejestracji	Zależny od konfiguracji
Pamięć	Karta SD
Model pamięci	Liniowy
Zabezpieczenia	Możliwość zablokowania klawiatury przed nieautoryzowanym dostępem, blokada odczytu danych za pomocą kodu PIN

(1) Czasy uśredniania mniejsze od 10 s. są w rzeczywistości równe wielokrotności okresu sieci: 200 ms – 10/12 okresów, 1 s – 50/60 okresów, 3 s – 150/180 okresów, 5 s – 250/300 okresów.

(2) $U_{RMS(1/2)}$ i $I_{RMS(1/2)}$ oznaczają wartości skuteczne za 1 okres odświeżane co ½ okresu

(3) Okresy uśredniania min./maks. 200 ms, 1 s, 3 s, 5 s są w rzeczywistości równe wielokrotności okresu sieci: 200 ms – 10/12 okresów, 1s – 50/60 okresów, 3 s – 150/180 okresów, 5 s – 250/300 okresów

Rejestrowane parametry	Wartość średnia	Wartość minimalna	Wartość maksymalna	Wartość chwilowa
Napięcie skuteczne fazowe/międzyfazowe (w zależności od typu układu) U_{RMS}	•	•	•	•
Napięcie skuteczne międzyfazowe (tylko układ 3-fazowy gwiazda z N i 2-fazowy) U_{RMS}	•			
Prąd skuteczny I_{RMS}	•	•	•	•
Częstotliwość f	•	•	•	•
Współczynnik szczytu napięcia CF U	•	•	•	•
Współczynnik szczytu prądu CF I	•	•	•	•
Współczynniki asymetrii składowej przeciwnej i zgodnej, składowe symetryczne: przeciwna, zgodna, zerowa (napięcie) U_0, U_1, U_2, u_0, u_2	•	•	•	•
Współczynniki asymetrii składowej przeciwnej i zgodnej, składowe symetryczne: przeciwna, zgodna, zerowa (prąd) I_0, I_1, I_2, i_0, i_2	•	•	•	•
Wskaźniki migotania światła P_{st} i P_{It}	•	•	•	•
Moc czynna (pobrana i oddana) P_+, P_-	•	•	•	•

Moc bierna (pobrana i oddana) $Q_{1+}, Q_{1-} / Q_{B+}, Q_{B-}$	•	•	•	•
Moc pozorna S	•	•	•	•
Moc odkształcenia D/ Moc pozorna odkształcenia S_N	•	•	•	•
Współczynnik mocy PF	•	•	•	•
Współczynnik przesunięcia fazowego $\cos\varphi$ /DPF	•	•	•	•
Współczynnik $tg\varphi$	•	•	•	•
Energia czynna (pobrana i oddana) E_{P+}, E_{P-}				•
Energia bierna (pobrana i oddana) E_{Q+}, E_{Q-}				•
Energia pozorna E_S				•
Współczynnik zniekształceń harmonicznych THD-F napięcia	•	•	•	•
Współczynnik zniekształceń harmonicznych THD-F prądu	•	•	•	•
Amplitudy harmonicznych napięcia $U_{h1} \dots U_{h50}$	•	•	•	•
Amplitudy harmonicznych prądu $I_{h1} \dots I_{h50}$	•	•	•	•
Współczynnik K (K-Factor)	•	•	•	•
Moce czynne harmonicznych (1...50) $P_{h1} \dots P_{h50}$	•	•	•	•
Moce bierne harmonicznych (1...50) $Q_{h1} \dots Q_{h50}$	•	•	•	•
Kąty między harmonicznymi napięciami i prądami $\varphi_{1} \dots \varphi_{50}$	•	•	•	•

7.6 Zasilanie i grzałka

Zasilanie	
Zakres napięć wejściowych	90...760 V AC
Kategoria przepięciowa	CAT IV/600 V
Pobór mocy	maks. 30 VA
Akumulator	Li-Ion 6,9 Ah
Czas pracy z zasilaniem akumulatorowym	> 5 h
Czas ładowania akumulatora (całkowicie rozładowanego)	8 h
Pobór prądu z akumulatora w trybie wyłączenia analizatora (brak zasilania sieciowego)	< 1 mA

Grzałka	
Próg temperaturowy włączenia grzałki	+5°C
Zasilanie grzałki	z wbudowanego zasilacza sieciowego
Moc grzałki	maks. 10 W

7.7 Obsługiwane sieci

Typy obsługiwanych sieci	
1-fazowa	Jednofazowa z przewodem neutralnym (zaciski L1, N)
2-fazowa (split-phase)	Dwufazowa z przewodem neutralnym (zaciski L1, L2, N)
3-fazowa gwiazda z N	Trójfazowa typu gwiazda z przewodem neutralnym (zaciski L1, L2, L3, N)
3-fazowa trójkąt	Trójfazowa typu trójkąt (zaciski L1, L2, L3, N zwarty z L3)
3-fazowa trójkąt Arona	Trójfazowa typu trójkąt (zaciski L1, L2, L3, N zwarty z L3), z dwoma cęgami prądowymi
3-fazowa gwiazda bez N	Trójfazowa typu gwiazda bez przewodem neutralnym (zaciski L1, L2, L3, N zwarty z L3)
3-fazowa gwiazda bez N Arona	Trójfazowa typu gwiazda bez przewodu neutralnego (zaciski L1, L2, L3, N zwarty z L3), z dwoma cęgami prądowymi

7.8 Obsługiwane cęgi prądowe

Typy obsługiwanych cęgów prądowych	
F-1	Cęgi giętkie (cewka Rogowskiego), obwód 120cm, zakres pomiarowy 3000 A _{RMS}
F-2	Cęgi giętkie (cewka Rogowskiego), obwód 80cm, zakres pomiarowy 3000 A _{RMS}

7 Dane techniczne

F-3	Cęgi giętkie (cewka Rogowskiego), obwód 45cm, zakres pomiarowy 3000 A _{RMS}
C-4	Cęgi typu CT, AC, zakres pomiarowy 1000 A _{RMS} , 1 mV/A
C-5	Cęgi typu CT z czujnikiem Halla, AC/DC, zakres pomiarowy 1000 A _{RMS} , 1 mV/A
C-6	Cęgi typu CT, AC, do małych prądów, zakres pomiarowy 10 A _{RMS} , 1 mV/10 mA
C-7	Cęgi typu CT, AC, zakres pomiarowy 100 A _{RMS} , 5 mV/A

7.9 Komunikacja

Komunikacja	
USB	Optycznie izolowany, Maks. prędkość transmisji: 921,6 kbit/s, Kompatybilne z USB 2.0
Bezprzewodowa	Wbudowany moduł radiowy 433 MHz, Połączenie realizowane przy pomocy odbiornika radiowego OR-1, Maks. prędkość transmisji: 57,6 kbit/s
RS-232 (tylko PQM-701Zr)	Izolowany galwanicznie, Maks. prędkość transmisji: 921,6 kbit/s, Sprzętowa kontrola przepływu CTS/RTS (opcjonalnie)

7.10 Warunki środowiskowe i pozostałe dane techniczne

Warunki środowiskowe	
Zakres temperatur pracy	-20°C...+55°C
Zakres temperatur przechowywania	-30°C...+60°C
Wilgotność	10...90% z możliwą kondensacją
Szczelność (wg PN-EN 60529)	IP 65 (pokrywa zamknięta) IP 20 (pokrywa otwarta)
Warunki odniesienia	Temperatura otoczenia: 23°C ±2°C Wilgotność: 40...60%
Wymiary	235 x 218 x 122mm (PQM-701) 243 x 218 x 122mm (PQM-701Z i PQM-701Zr) Szerokość analizatora PQM-701Z i PQM-701Zr wraz z podłączonymi przewodami zasilacza sieciowego: min. 290 mm
Masa	ok. 2,1 kg
Wyświetlacz	LED, czerwony, 4 znaki alfanumeryczne
Karta pamięci	SD, SDHC. Karty o pojemności większej niż 4 GB są formatowane do rozmiaru 4 GB dostępnego dla użytkownika.

7.11 Bezpieczeństwo i kompatybilność elektromagnetyczna

Bezpieczeństwo i EMC	
Zgodność z	PN-EN 61010-1
Kategoria pomiarowa	III 1000 V / IV 600 V, klasa zanieczyszczenia 2, wg PN-EN 61010-1
Izolacja	Podwójna wg PN-EN 61010-1 (pokrywa zamknięta), Pojedyncza wg PN-EN 61010-1 (pokrywa otwarta)
Kompatybilność elektromagnetyczna	PN-EN 61326
Odporność na zakłócenia o częstotliwościach radiowych	PN-EN 61000-4-3 modulacja sinusoidalna 80% AM, 1 kHz 80...1000 MHz, 10 V/m 1,4...2,0 GHz, 3 V/m 2,0...2,7 GHz, 1 V/m
Odporność na wyładowania elektrostatyczne	PN-EN 61000-4-2 Wyładowanie w powietrzu: 8 kV Wyładowanie kontaktowe: 4 kV
Odporność na zaburzenia przewodzone, indukowane przez pola o częstotliwości radiowej	PN-EN 61000-4-6 modulacja sinusoidalna 80% AM, 1 kHz 0,15...80 MHz, 10 V
Odporność na serie szybkich elektrycznych stanów przejściowych	PN-EN 61000-4-4 Amplituda 2 kV, 5 kHz

Odporność na udary	PN-EN 61000-4-5 Amplituda 2 kV (L-L), 4 kV (L-PE)
Emisja zakłóceń promieniowanych o częstotliwościach radiowych	PN-EN 61000-6-3 30...230 MHz, 30 dB(μ V/m) w odległości 10 m 230...1000 MHz, 37 dB(μ V/m) w odległości 10 m
Emisja zakłóceń przewodzonych	PN-EN 61000-6-3 Poziomy dla detektora quasi-szczytowego: 0,15 kHz...0,5 MHz: 66 dB μ V...56 dB μ V 0,5 MHz...5 MHz: 56 dB μ V 5 MHz...30 MHz: 60 dB μ V

7.12 Standardy

Standardy	
Metody pomiarowe	PN-EN 61000-4-30 klasa S lub klasa A (w zależności od parametru)
Dokładność pomiarów	PN-EN 61000-4-30 klasa S lub klasa A (w zależności od parametru)
Jakość energii	PN-EN 50160
Migotanie światła	PN-EN 61000-4-15
Harmoniczne	PN-EN 61000-4-7
Standard jakości	opracowanie, projekt i produkcja zgodnie z ISO 9001

8 Wyposażenie

8.1 Wyposażenie standardowe

W skład standardowego kompletu dostarczanego przez producenta do przyrządu wchodzi:

- przewód napięciowy banan-banan CAT III 1000 V czarny o długości 2,2 m (PQM-701 3szt., PQM-701Z 4szt.) – **WAPRZ2X2BLBB**,
- przewód napięciowy banan-banan CAT III 1000 V żółty o długości 2,2 m – **WAPRZ2X2YEBB**,
- przewód napięciowy banan-banan CAT III 1000 V niebieski o długości 2,2 m (PQM-701 1szt., PQM-701Z 2szt.) – **WAPRZ2X2BUBB**,
- krokodylek czarny K01 (PQM-701 3szt., PQM-701Z 4szt.) – **WAKROBL20K01**,
- krokodylek niebieski K02 (PQM-701 1szt., PQM-701Z 2szt.) – **WAKROBU20K02**,
- krokodylek żółty K02 – **WAKROYE20K02**,
- rozdzielacz fazy AC-16 – **WAADAAC16**,
- wtyk sieciowy z wejściami bananowymi (L1 oraz N) do podłączenia analizatora do gniazdka w celu naładowania akumulatorów i/lub transmisji z PC – **WAADAAZ1**,
- program do odczytu i analizy danych „Sonel Analiza 2”,
- przewód USB – **WAPRZUSB**,
- karta SD – **WAPOZSD1**,
- odbiornik radiowy USB OR-1 – **WAADAUSBOR1**,
- twarda walizka na analizator i akcesoria – **WAWALXL1**,
- opaska do mocowania na słupie – **WAPOZOPAKPL**,
- zaczepek do mocowania miernika na szynie DIN (ISO) (2 szt.) – **WAPOZUCH2**,
- wbudowany akumulator,
- instrukcja obsługi,
- karta gwarancyjna,
- świadectwo wzorcowania.

W skład standardowego kompletu dostarczanego przez producenta do przyrządu PQM-701Zr wchodzi dodatkowo:

- przewód do transmisji szeregowej RS-232 (DB-9) typu żeńsko-męski bez przeplotu – **WAPRZR232**.

8.2 Wyposażenie dodatkowe

Dodatkowo u producenta i dystrybutorów można zakupić następujące elementy nie wchodzące w skład wyposażenia standardowego:

- cęgi C-4 1000 A AC twarde – **WACEGC4OKR**,
- cęgi C-5 1000 A AC/CD twarde – **WACEGC5OKR**,
- cęgi C-6 do małych prądów w przekładnikach 10 A AC – **WACEGC6OKR**,
- cęgi C-7 100 A AC – **WACEGC7OKR**,
- giętkie cęgi F-1 o prądzie do 3 kA AC (długość 120 cm) – **WACEGF1OKR**,
- giętkie cęgi F-2 o prądzie do 3 kA AC (długość 80 cm) – **WACEGF2OKR**,
- giętkie cęgi F-3 o prądzie do 3 kA AC (długość 45 cm) – **WACEGF3OKR**,
- akumulator (wymierny w serwisie SONEL) – **WAAKU09**,
- twarda walizka na cęgi – **WAWALL2**.

Uwaga

Przy zamawianiu cęgów prądowych do PQM-701 prosimy koniecznie podać nr seryjny analizatora, do którego zamawiane są cęgi prądowe.

8.2.1 Cęgi C-4

Cęgi C-4 służą do pomiaru prądu zmiennego w instalacjach elektrycznych niskiej i średniej mocy. Sygnałem wyjściowym jest napięcie proporcjonalne do mierzonego prądu. Sygnał wyjściowy wyprowadzony jest przewodem 1,5 m zakończonym odpowiednim wtykiem dostosowanym do gniazda w mierniku.

Strzałka umieszczona na jednej ze szczęk wskazuje kierunek przepływu prądu. Uznaje się, że prąd płynie w dodatnim kierunku, jeżeli płynie od źródła do odbiornika. Taka orientacja cęgów jest wymagana do poprawnego pomiaru mocy.

Uwaga

Nie wolno mierzyć prądów powyżej 1200 A. Należy ograniczyć czas pomiaru prądów powyżej 1000 A wg poniższych danych:

Zakres prądów	$I \leq 1000 \text{ A}$	$1000 \text{ A} < I \leq 1200 \text{ A}$
Tryb pracy	ciągły ¹	15 minut pomiaru, następnie 30 minut przerwy

¹⁾ Dla częstotliwości $f \leq 1 \text{ kHz}$. Ograniczenie maksymalnej wartości prądu dla pracy ciągłej dla częstotliwości powyżej 1 kHz według zależności $I_{\text{ciągły}} = 1000 \text{ A}/f[\text{kHz}]$



Rys. 25. Cęgi C-4.

Uwaga



Nie wolno używać cęgów z nieizolowanymi przewodnikami o potencjale wyższym niż 600 V w stosunku do ziemi i w instalacjach o kategorii pomiarowej wyższej niż III.

- **Warunki odniesienia**
 - temperatura
 - wilgotność względna

+20...+26°C
20...75%

- pozycja przewodnika przewodnik wyśrodkowany w stosunku do szczęk
 - częstotliwość prądu sinusoidalnego 48...65 Hz
 - współczynnik zawartości harmonicznych <1%
 - składowa stała prądu brak
 - stałe pole magnetyczne <40 A/m (ziemskie pole magnetyczne)
 - zmienne zewnętrzne pole magnetyczne brak
 - przewodniki w bezpośredniej bliskości brak płynącego prądu
- **Parametry techniczne**
 - dokładność:

Zakres prądu	Niepewność podstawowa ¹⁾	Błąd fazy
0,1...10 A	≤ 3% + 0,1 A	niespecyfikowany
10...50 A	≤ 3%	≤ 3°
50...200 A	≤ 1,5%	≤ 1,5°
200...1000 A	≤ 0,75%	≤ 0,75°
1000...1200 A	≤ 0,5%	≤ 0,5°

¹⁾ jako % wartości mierzonej

- sygnał wyjściowy dla maks. prądu 1 V AC
- przełożenie 1 mV AC/1 A AC
- zakres częstotliwości 30 Hz...10 kHz
- rodzaj izolacji podwójna, zgodnie z PN-EN 61010-1
- kategoria pomiarowa wg PN-EN 61010-1 III 600 V,
- stopień ochrony wg PN-EN 60529 IP40, z otwartymi szczękami: IP30
- wymiary 216 × 111 × 45 mm
- masa ok. 640 g
- otwarcie szczęk 53 mm
- wysokość otwartych szczęk 139 mm
- maksymalna średnica przewodu mierzonego Ø52 mm
- długość przewodu cęgów 1,5 m
- temperatura pracy -10°C...+55°C
- wilgotność względna <85%
- wysokość ≤ 2000 m
- kompatybilność elektromagnetyczna PN-EN 61000-6-3:2008
PN-EN 61000-6-2:2008

8.2.2 Cęgi C-5

Cęgi C-5 służą do pomiaru prądów przemiennych i stałych bez przerywania obwodu z płynącym prądem. Zakres pomiarowy wynosi 1400 A dla prądu stałego i 1000 A dla prądu przemiennego. Sygnałem wyjściowym jest napięcie proporcjonalne do mierzonego prądu. Cęgi mają jeden zakres pomiarowy 1000 A, o czułości 1 mV/A, pokrętło regulacji zera i diodowy wskaźnik zasilania. Sygnał wyjściowy wyprowadzony jest przewodem 1,5 m zakończonym odpowiednim wtykiem dostosowanym do gniazda w mierniku.



Rys. 26. Cęgi C-5.

8 Wyposażenie

Strzałka umieszczona na jednej ze szczęk wskazuje kierunek przepływu prądu. Uznaje się, że prąd płynie w dodatnim kierunku, jeżeli płynie od źródła do odbiornika. Taka orientacja cęgów jest wymagana do poprawnego pomiaru mocy i składowych stałych.

• **Przeciążenia:**

- prąd stały (DC): do 3000 A (tryb ciągły),
- prąd przemienny (AC): do 1000 A w trybie ciągłym do częstotliwości 1 kHz
- ograniczenie maksymalnej wartości prądu dla pracy ciągłej dla częstotliwości powyżej 1kHz według zależności: $I_{ciagly} = 1000 A/f [kHz]$

• **Włączanie**

Aby włączyć cęgi należy przesunąć przełącznik w pozycję 1 mV/A. Zielona dioda LED sygnalizuje poprawną pracę. Jeżeli po przełączeniu dioda się nie świeci lub gaśnie podczas pomiarów, należy wymienić baterię zasilającą.

• **Korekcja wskazania zera DC**

Po upewnieniu się, że szczęki są zamknięte i nie obejmują żadnego przewodnika należy podłączyć cęgi do analizatora PQM i uruchomić program „Sonel Analiza 2” w trybie podglądu wartości bieżących (zwrócić uwagę na poprawne skonfigurowanie punktu pomiarowego na pomiar z cęgami C-5). Wcisnąć pokrętko i kręcić aż do uzyskania wskazania zerowej wartości składowej stałej prądu.

• **Warunki odniesienia**

- temperatura: +18...+28°C
- wilgotność względna: 20...75%
- napięcie baterii: 9 V ± 0,1 V
- pozycja przewodnika: przewodnik wyśrodkowany w stosunku do szczęk
- prąd: stały (DC) lub sinusoidalny (AC) $f \leq 65$ Hz
- stałe pole magnetyczne: <40 A/m (ziemskie pole magnetyczne)
- zmienne zewnętrzne pole magnetyczne: brak
- przewodniki w bezpośredniej bliskości: brak płynącego prądu

• **Dane techniczne**

- dokładność:

Zakres prądu	0,5...100 A	100...800 A	800...1000 A (AC) 800...1400 A (DC)
Niepełność podstawowa ¹⁾	≤ 1,5% + 1 A	≤ 2,5%	≤ 4%

¹⁾ jako % wartości mierzonej

- błąd fazy (45...65 Hz):

Zakres prądu	10...200 A	200...1000 A
Błąd fazy	≤ 2,5°	≤ 2°

- przełożenie: 1 mV/1 A
- zakres częstotliwości: DC...5 kHz
- impedancja wyjściowa: 100 Ω
- zakres regulacji zera DC: ±10 A

- szумы:
 - DC do 1 kHz: ≤ 1 mVp-p (lub 1 Ap-p)
 - DC do 5 kHz: $\leq 1,5$ mVp-p (lub 1,5 Ap-p)
 - 1 Hz do 5 kHz: $\leq 0,5$ mVp-p (lub 0,5 Ap-p)
- błędy dodatkowe:
 - od częstotliwości prądu:
 - 65..440 Hz: -2%
 - 440..1000 Hz: -5%
 - 1..5 kHz: -4 dB
 - od napięcia baterii: ≤ 1 A/V
 - od temperatury: ≤ 300 ppm/°C lub 0,3%/10°C
 - od wilgotności względnej w zakresie 10...85%: $\leq 0,5\%$
 - od pozycji przewodnika o średnicy $\varnothing 20$ mm:
 - DC do 440 Hz: $< 0,5\%$
 - DC do 1 kHz: $< 1\%$
 - DC do 2 kHz: $< 3\%$
 - DC do 5 kHz: $< 10\%$
 - od równoległego przewodnika z prądem przemiennym 50...60 Hz, w odległości 23mm od cęgów: < 10 mA/A
 - od zewnętrznego pola magnetycznego 400 A/m (50 Hz) na wyśrodkowany przewodnik $< 1,3$ A
 - współczynnik tłumienia sygnału wspólnego > 65 dB A/V (50...400 Hz)
- **Pozostałe dane**
 - rodzaj izolacji: podwójna, zgodnie z PN-EN 61010-1
 - kategoria pomiarowa wg PN-EN 61010-1: III 600 V,
 - stopień ochrony wg PN-EN 60529: IP30
 - zasilanie: bateria 9 V (6LR61, 6LF22, NEDA 1604)
 - czas pracy z baterią alkaliczną: ok. 120 h
 - wymiary: 237 × 97 × 44mm
 - masa: ok. 520 g
 - maksymalna średnica przewodu mierzonego: $\varnothing 39$ mm
 - długość przewodu cęgów: 1,5 m
 - temperatura pracy: $-10^{\circ}\text{C} \dots +55^{\circ}\text{C}$
 - wilgotność względna: $< 85\%$
 - wysokość: ≤ 2000 m
 - kompatybilność elektromagnetyczna: PN-EN 61000-6-3:2008
PN-EN 61000-6-2:2008

8.2.3 Cęgi C-6

Cęgi C-6 przeznaczone są do pomiaru prądów przemiennych o częstotliwościach do 10 kHz w zakresie 10 mA...10 A. Sygnałem wyjściowym jest napięcie proporcjonalne do mierzonego prądu przy czułości 100 mV/A. Jest on wyprowadzony przewodem 1,5 m zakończonym odpowiednim wtykiem dostosowanym do gniazda w mierniku.

Strzałka umieszczona na jednej ze szczęk wskazuje kierunek przepływu prądu. Uznaje się,



Rys. 27. Cęgi C-6.

że prąd płynie w dodatnim kierunku jeśli płynie od źródła do odbiornika. Taka orientacja cęgów jest wymagana do poprawnego pomiaru mocy.



Uwaga!

Nie wolno używać cęgów z niez izolowanymi przewodnikami o potencjale wyższym niż 600 V w stosunku do ziemi i w instalacjach o kategorii pomiarowej wyższej niż III.

• Warunki odniesienia

- temperatura: +20...+26°C
- wilgotność względna: 20...75%
- pozycja przewodnika: Przewodnik wyśrodkowany w stosunku do szczęk
- częstotliwość prądu sinusoidalnego: 48...65 Hz
- współczynnik zawartości harmoniczných: <1%
- składowa stała prądu: brak
- stałe pole magnetyczne: <40 A/m (ziemskie pole magnetyczne)
- zmienne zewnętrzne pole magnetyczne: brak
- przewodniki w bezpośredniej bliskości: brak płynącego prądu

• Dane techniczne

- dokładność

Zakres prądu	Niepewność podstawowa ¹⁾	Błąd fazy
0,01...0,1 A	≤ 3% + 1 mA	niespecyfikowany
0,1...1 A	≤ 2,5%	≤ 5°
1...12 A	≤ 1%	≤ 3°

¹⁾ jako % wartości mierzonej

- przełożenie: 100 mV AC/1 A AC
- zakres częstotliwości: 40 Hz...10 kHz
- rodzaj izolacji: podwójna, zgodnie z PN-EN 61010-1
- kategoria pomiarowa wg PN-EN 61010-1: III 600 V,
- stopień ochrony wg PN-EN 60529: IP40, z otwartymi szczękami: IP30
- wymiary: 135 × 50 × 30 mm
- masa: ok. 240 g
- otwarcie szczęk: 21 mm
- wysokość otwartych szczęk: 69 mm
- maksymalna średnica przewodu mierzonego: Ø20 mm
- długość przewodu cęgów: 1,5 m
- temperatura pracy: -10°C...+55°C
- wilgotność względna: <85%
- wysokość: ≤ 2000 m
- kompatybilność elektromagnetyczna: PN-EN 61000-6-3:2008
PN-EN 61000-6-2:2008

8.2.4 Cęgi C-7

Cęgi C-7 przeznaczone są do pomiaru prądów przemiennych w sieciach niskich i średnich mocy w zakresie do 100 A. Sygnałem wyjściowym jest napięcie proporcjonalne do mierzonego prądu przy czułości 5 mV/A. Jest on wyprowadzony przewodem 1,5 m zakończonym odpowiednim wtykiem dostosowanym do gniazda w mierniku.

Strzałka umieszczona na jednej ze szczęk wskazuje kierunek przepływu prądu. Uznaje się, że prąd płynie w dodatnim kierunku jeśli płynie od źródła do odbiornika. Taka orientacja cęgów jest wymagana do poprawnego pomiaru mocy.



Rys. 28. Cęgi C-7.



Uwaga!

Nie wolno używać cęgów z nieizolowanymi przewodnikami o potencjale wyższym niż 300 V w stosunku do ziemi i w instalacjach o kategorii pomiarowej wyższej niż III.

• Warunki odniesienia

- temperatura: +18...+28°C
- wilgotność względna: <85% (bez kondensacji)

• Dane techniczne

- zakres pomiarowy 0...100 A AC
- zakres częstotliwości 40 Hz...3 kHz
- maksymalny dopuszczalny prąd ciągły 100 A AC (50/60 Hz)
- dokładność (przebieg sinusoidalny)

Częstotliwość	Niepewność podstawowa	Błąd fazy
45...65 Hz	±0,5% ±0,1 mV	≤ 2°
40 Hz...1 kHz	±1,0% ±0,2 mV	niespecyfikowany

- przełożenie: 5 mV AC/1 A AC
- impedancja wyjściowa 11 Ω
- rodzaj izolacji: podwójna, zgodnie z PN-EN 61010-1
- kategoria pomiarowa wg PN-EN 61010-1: III 300 V,
- wymiary: 100 × 60 × 26 mm
- masa: ok. 160 g
- maksymalna średnica przewodu mierzonego: Ø24 mm
- długość przewodu cęgów: 1,5 m
- temperatura pracy: 0°C...+50°C
- wilgotność względna: <85% (bez kondensacji)
- kompatybilność elektromagnetyczna: PN-EN 61326

8.2.5 Cęgi F-1, F-2, F-3

Cęgi giętkie (cewka Rogowskiego) F-1, F-2 i F-3 przeznaczone są do pomiaru prądów przemiennych o częstotliwościach do 10 kHz w zakresie 1 A...3000 A.

Cęgi giętkie F-1, F-2 i F-3 różnią się między sobą jedynie obwodem cewki. Parametry elektryczne są takie same.

Sygnałem wyjściowym jest napięcie proporcjonalne do pochodnej mierzonego prądu przy czułości 38,83 mV/1000 A dla 50 Hz i 46,6 mV/1000 A dla 60 Hz.



Rys. 29. Cęgi F-1.



Rys. 30. Cęgi F-2



Rys. 31. Cęgi F-3

Sygnał wyjściowy wyprowadzony jest przewodem 2m zakończonym odpowiednim wtykiem dostosowanym do gniazda w mierniku.

Strzałka umieszczona na zapięciu cęgów wskazuje kierunek przepływu prądu. Uznaje się, że prąd płynie w dodatnim kierunku jeśli płynie od źródła do odbiornika. Taka orientacja cęgów jest wymagana do poprawnego pomiaru mocy.

Uwaga



Nie wolno używać cęgów z niez izolowanymi przewodnikami o potencjale wyższym niż 1000 V w stosunku do ziemi i w instalacjach o kategorii pomiarowej wyższej niż III.

• Warunki odniesienia

- | | |
|--|-------------------------------------|
| • Temperatura: | +18...+22°C |
| • Pozycja przewodnika: | wyśrodkowany względem pętli cęgów |
| • Stałe pole magnetyczne: | <40 A/m (ziemskie pole magnetyczne) |
| • Zmienne zewnętrzne pole magnetyczne: | brak |
| • Zewnętrzne pole elektryczne: | brak |

• Dane techniczne

- | | |
|--|---|
| • Nominalny zakres pomiarowy: | 1 A...3000 A (10000 A szczytowo dla 50 Hz) |
| • Współczynnik wejście/wyjście: | 38,83 mV/1000 A (50 Hz)
46,6 mV/1000 A (60 Hz) |
| • Niepewność podstawowa: | ±1% w zakresie 1 A...3000 A |
| • Liniowość: | ±0,2% |
| • Błąd dodatkowy od położenia przewodnika: | ±2% maks. |
| • Błąd dodatkowy od zewnętrznego pola magnetycznego: | ±0,5% maks. |
| • Błąd dodatkowy od temperatury: | ±0,07% |
| • Impedancja wyjściowa: | 30Ω/400 mm |

- **Pozostałe dane:**
 - rodzaj izolacji: podwójna, zgodnie z PN-EN 61010-1
 - kategoria pomiarowa wg PN-EN 61010-1: III 1000 V,
 - stopień ochrony wg PN-EN 60529: IP65
 - średnica cewki: 15,5 mm
 - średnica zapięcia (maksymalna): 30 mm
 - obwód cewki:
 - F-1: 120 cm
 - F-2: 80 cm
 - F-3: 45 cm

 - wewnętrzna średnica cęgów po zapięciu:
 - F-1: 360 mm
 - F-2: 235 mm
 - F-3: 120 mm

 - masa:
 - F-1: ok. 410 g
 - F-2: ok. 310 g
 - F-3: ok. 220 g

 - długość przewodu cęgów: 2 m
 - temperatura pracy: -20°C...+80°C
 - kompatybilność elektromagnetyczna: PN-EN 61000-6-3:2008
PN-EN 61000-6-2:2008

9 Pozostałe informacje

9.1 Czyszczenie i konserwacja

Uwaga

Należy stosować jedynie metody konserwacji podane przez producenta w niniejszej instrukcji.

Obudowę analizatora można czyścić miękką, wilgotną szmatką używając ogólnie dostępnych detergentów. Nie należy używać żadnych rozpuszczalników ani środków czyszczących, które mogłyby porysować obudowę (proszki, pasty itp.).

Przewody można oczyścić używając wody z dodatkiem detergentów, następnie wytrzeć do sucha.

Układ elektroniczny analizatora nie wymaga konserwacji.

9.2 Magazynowanie

Przy przechowywaniu przyrządu należy przestrzegać poniższych zaleceń:

- odłączyć od miernika wszystkie przewody,
- dokładnie wyczyścić miernik i wszystkie akcesoria,
- aby uniknąć całkowitego rozładowania akumulatorów przy długim przechowywaniu należy je co jakiś czas doładowywać.

9.3 Rozbiórka i utylizacja

Zużyty sprzęt elektryczny i elektroniczny należy gromadzić selektywnie, tj. nie umieszczać z odpadami innego rodzaju.

Zużyty sprzęt elektroniczny należy przekazać do punktu zbiórki zgodnie z Ustawą o zużytych sprzęcie elektrycznym i elektronicznym.

Przed przekazaniem sprzętu do punktu zbiórki nie należy samodzielnie demontować żadnych części z tego sprzętu.

Należy przestrzegać lokalnych przepisów dotyczących wyrzucania opakowań, zużytych baterii i akumulatorów.

9.4 Producent

Producentem przyrządu prowadzącym serwis gwarancyjny i pogwarancyjny jest:

SONEL S. A.

ul. Wokulskiego 11
58-100 Świdnica
tel. (74) 858 38 78 (Dział Handlowy)
(74) 858 38 79 (Serwis)
fax (74) 858 38 08
e-mail: dh@sonel.pl
internet: www.sonel.pl

Uwaga

Do prowadzenia napraw serwisowych upoważniony jest jedynie producent.

9.5 Usługi laboratoryjne

Laboratorium pomiarowe firmy SONEL S.A. oferuje sprawdzenia oraz wydanie świadectwa wzorcowania następujących przyrządów związanych z pomiarami wielkości elektrycznych i nieelektrycznych:

- kamer termowizyjnych,
- pirometrów,
- mierników do pomiarów przeciwporażeniowych i ochronnych: rezystancji izolacji, rezystancji i impedancji uziemień, pętli zwarcia, parametrów wyłączników różnicowoprądowych oraz mierników wielofunkcyjnych obejmujących funkcjonalnie w/w przyrządy,
- mierników bezpieczeństwa sprzętu elektrycznego,
- analizatorów jakości zasilania,
- mierników do pomiaru małych rezystancji,
- mierników napięcia, prądu (również cęgowych), rezystancji oraz multimetrów,
- mierników oświetlenia.

Świadectwo wzorcowania jest dokumentem potwierdzającym zgodność parametrów zadeklarowanych przez producenta badanego przyrządu odniesione do wzorca państwowego, z określeniem niepewności pomiaru.

Zgodnie z normą **PN-ISO 10012-1, zał. A** – „Wymagania dotyczące zapewnienia jakości wyposażenia pomiarowego. System potwierdzania metrologicznego wyposażenia pomiarowego” – firma SONEL S.A. zaleca, dla produkowanych przez siebie przyrządów, stosowanie okresowej kontroli metrologicznej nie rzadziej niż **co 13 miesięcy**.

Dla wprowadzanych do użytkowania fabrycznie nowych przyrządów posiadających Certyfikat Kalibracji lub Świadectwo Wzorcowania, kolejną kontrolę metrologiczną (wzorcowanie) zaleca się przeprowadzić w terminie **do 13 miesięcy** od daty zakupu, jednak nie później, niż **19 miesięcy** od daty produkcji.

Uwaga

W przypadku przyrządów wykorzystywanych do badań związanych z ochroną przeciwporażeniową, osoba wykonująca pomiary powinna posiadać całkowitą pewność, co do sprawności używanego przyrządu. Pomiary wykonane niesprawnym miernikiem mogą przyczynić się do błędnej oceny skuteczności ochrony zdrowia, a nawet życia ludzkiego.

Notatki