

# **INSTRUKCJA OBSŁUGI**

## **ANALIZATOR JAKOŚCI ZASILANIA**

**PQM-750**





## **INSTRUKCJA OBSŁUGI**

# **ANALIZATOR JAKOŚCI ZASILANIA PQM-750**



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

Wersja 1.00 15.10.2024



- Ze względu na ciągłe rozwijanie produktów producent zastrzega sobie prawo dokonywania zmian w ich funkcjonalności, obsłudze i parametrach technicznych. Producent zapewnia wieloletnie wsparcie dla produktu, dodając nowe funkcjonalności i usuwając zauważone błędy.
- Niniejsza instrukcja dotyczy analizatorów w wersji firmware'u (oprogramowania wewnętrznego) 1.00.

# SPIS TREŚCI









<b>1</b>	<b>Informacje ogólne</b>	<b>6</b>
1.1	Bezpieczeństwo	7
1.2	Ogólna charakterystyka	8
1.3	Montaż analizatora	10
1.3.1	Montaż na szynie DIN	10
1.3.2	Montaż na ścianie	11
1.3.3	Plombowanie wejść pomiarowych	11
1.4	Podłączenia zacisków śrubowych	12
1.5	Zasilanie analizatora	13
1.6	Mierzone parametry	13
<b>2</b>	<b>Obsługa analizatora</b>	<b>17</b>
2.1	Ekran dotykowy	17
2.2	Włączanie i wyłączanie analizatora	17
2.3	Ograniczanie dostępu do GUI	18
2.4	Kontrola poprawności podłączenia	19
2.5	Komunikacja i transmisja danych	20
2.6	Konfiguracja połączenia sieciowego	20
2.7	Podgląd mierzonych parametrów	21
2.8	Wykonywanie pomiarów	22
2.8.1	Rozpoczynanie i zatrzymywanie rejestracji	22
2.8.2	Konfiguracja rejestracji	23
2.8.3	Podstawowa konfiguracja za pomocą GUI	23
2.9	Interfejs sieciowy (webserwer)	25
2.10	Układy pomiarowe	25
2.11	Zapis danych	29
2.12	Rejestracja normatywna	30
2.13	Zmiany konfiguracji i wielodostępność	31
2.14	Klient FTP	32
2.15	Modbus RTU i Modbus TCP	32
2.16	Protokół IEC 61850	32
2.17	Synchronizacja czasu	33
2.17.1	Wymogi normy IEC 61000-4-30	33
2.17.2	Priorytetyzacja źródeł czasu	33
2.17.3	Moduł GPS-1	33
2.17.4	Oznaczanie danych pomiarowych	34
2.17.5	Resynchronizacja czasu	34
2.18	Konfiguracja czujników temperatury 1-Wire	35
2.19	Wyjścia cyfrowe	35
2.20	Wejścia cyfrowe	36
2.21	Automatyczne wyłączanie	36
2.22	Aktualizacja firmware	37
2.23	Serwisowe pobieranie logów systemowych	37
2.24	Bateria pastylkowa RTC	37
2.25	Awaryjny reset	38
<b>3</b>	<b>Cyberbezpieczeństwo</b>	<b>39</b>

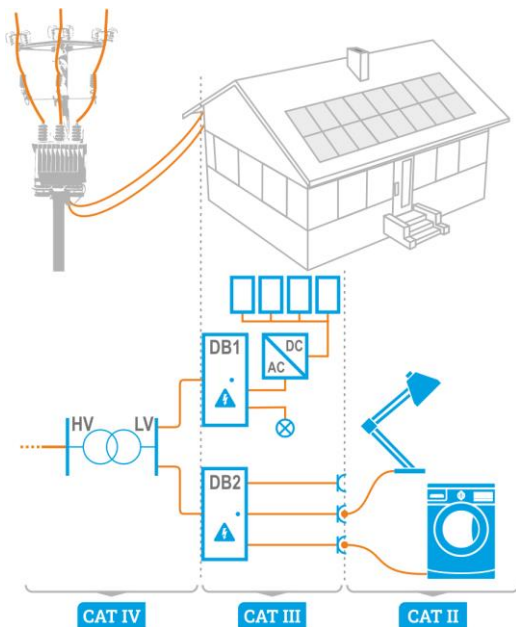
3.1	Zalecenia.....	39
3.2	Zarządzanie hasłami.....	39
3.3	Wykorzystywane porty TCP/UDP.....	40
<b>4</b>	<b>Budowa i metody pomiarowe.....</b>	<b>41</b>
4.1	Wejścia napięciowe.....	41
4.2	Wejścia prądowe.....	41
4.3	Próbkowanie sygnału w torze głównym napięcia i prądu.....	41
4.4	Synchronizacja PLL.....	41
4.5	Pomiar częstotliwości.....	42
4.6	Pomiar sygnałów sterujących.....	42
4.7	Pomiar emisji w paśmie 2 kHz do 9 kHz.....	42
4.8	Pomiar emisji w paśmie 9 kHz do 150 kHz.....	43
4.9	Detekcja zdarzeń.....	44
4.9.1	Zdarzenia od zmiany kształtu obwiedni przebiegu.....	46
4.9.2	Zdarzenia skoku fazy.....	47
4.9.3	Zdarzenia szybkich zmian napięcia (RVC).....	47
4.10	Metody uśredniania parametrów.....	48
<b>5</b>	<b>Formuły obliczeniowe.....</b>	<b>49</b>
5.1	Sieć jednofazowa.....	49
5.2	Sieć dwufazowa.....	53
5.3	Sieć 3-fazowa 4-przewodowa.....	55
5.4	Sieć 3-fazowa 3-przewodowa.....	57
<b>6</b>	<b>Dane techniczne.....</b>	<b>59</b>
6.1	Wejścia napięciowe.....	59
6.2	Wejścia prądowe.....	60
6.3	Próbkowanie toru głównego i zegar RTC.....	60
6.4	Moduł transjentów (opcjonalny).....	60
6.5	Mierzone parametry - dokładności, rozdzielczości i zakresy.....	61
6.5.1	Warunki odniesienia.....	61
6.5.2	Niepewność pomiaru w zależności od temperatury otoczenia.....	61
6.5.3	Napięcie skuteczne.....	62
6.5.4	Współczynnik szczytu napięcia.....	62
6.5.5	Prąd skuteczny.....	62
6.5.6	Współczynnik szczytu prądu.....	62
6.5.7	Częstotliwość.....	62
6.5.8	Harmoniczne napięcia, THD U.....	62
6.5.9	Harmoniczne prądu, THD I, TDD, K-Factor, Factor K.....	63
6.5.10	Kąty między harmonicznymi napięciami i prądami.....	63
6.5.11	Interharmoniczne napięcia, TID U.....	63
6.5.12	Interharmoniczne prądu, TID I.....	64
6.5.13	Moc i energia czynna.....	64
6.5.14	Moc i energia bierna.....	64
6.5.15	Moc i energia pozorna.....	64
6.5.16	Współczynnik przesunięcia fazowego ( $\cos\phi/DPF$ ) i współczynnik mocy ( $PF$ ).....	65
6.5.17	Moce czynne i biernie harmonicznych.....	65
6.5.18	Szacowanie niepewności pomiaru mocy i energii.....	65
6.5.19	Migotanie światła (flicker).....	67
6.5.20	Asymetria.....	67
6.5.21	Sygnały sterujące.....	67

6.5.22	Transjenty .....	67
6.5.23	Emisje w paśmie 2 kHz do 9 kHz .....	68
6.5.24	Emisje w paśmie 8 kHz do 150 kHz .....	68
6.6	Detekcja zdarzeń .....	68
6.6.1	Zapady, wzrosty, przerwy.....	68
6.6.2	Szybkie zmiany napięcia (RVC) .....	68
6.6.3	Prąd skuteczny (min., maks.) .....	68
6.6.4	Pozostałe zdarzenia .....	69
6.6.5	Histeresa detekcji zdarzeń .....	70
6.7	Rejestracja .....	70
6.8	Zasilanie.....	71
6.9	Akumulator .....	71
6.10	Obsługiwane typy sieci .....	71
6.11	Protokoły komunikacyjne .....	72
6.12	Ethernet.....	72
6.13	Porty RS-485.....	72
6.14	Wyjścia cyfrowe .....	73
6.15	Wejścia cyfrowe .....	73
6.16	Wyjście cyfrowe „watchdog”.....	73
6.17	Wejście czujników temperatury 1-wire .....	73
6.18	Bateria pastylkowa .....	74
6.19	Warunki środowiskowe i pozostałe dane techniczne .....	74
6.20	Bezpieczeństwo .....	74
6.21	Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC).....	74
6.22	Badania mechaniczne .....	76
6.23	Normy.....	76
6.23.1	Zgodność z normami.....	77
6.23.2	Specyfikacja urządzenia wg IEC 62586.....	79
<b>7</b>	<b>Czyszczenie i konserwacja .....</b>	<b>80</b>
<b>8</b>	<b>Magazynowanie.....</b>	<b>80</b>
<b>9</b>	<b>Rozbiórka i utylizacja .....</b>	<b>80</b>
<b>10</b>	<b>Producent .....</b>	<b>80</b>

# 1 Informacje ogólne

Poniższe międzynarodowe symbole zostały użyte na analizatorze i w niniejszej instrukcji:

	Dodatkowych informacji i wyjaśnień należy szukać w instrukcji obsługi		Informacje dotyczące recyklingu		Deklaracja zgodności z dyrektywami Unii Europejskiej ( <i>Conformité Européenne</i> )
	Prąd/napięcie stałe		Nie wyrzucać z innymi odpadami komunalnymi		Potwierdzona zgodność z normami australijskimi
	Prąd/napięcie przemiennie		Zacisk uzziemienia ochronnego		



Kategorie pomiarowe według normy EN IEC 61010-2-030:

- **CAT II** – dotyczy pomiarów wykonywanych w obwodach bezpośrednio dołączonych do instalacji niskiego napięcia,
- **CAT III** – dotyczy pomiarów wykonywanych w instalacjach budynków,
- **CAT IV** – dotyczy pomiarów wykonywanych przy źródle instalacji niskiego napięcia.



## 1.1 Bezpieczeństwo

Aby uniknąć porażenia prądem elektrycznym lub pożaru należy bezwzględnie przestrzegać poniższych 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.
- Analizatory 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.
- Przed rozpoczęciem pracy należy sprawdzić czy analizator, przewody i inne akcesoria są wolne od uszkodzeń mechanicznych. Należy zwrócić szczególną uwagę na złącza.
- Niedopuszczalne jest używanie:
  - ⇒ przyrządu, który uległ uszkodzeniu i jest całkowicie lub częściowo niesprawny,
  - ⇒ przewodów z uszkodzoną izolacją,
  - ⇒ przyrządu oraz akcesoriów uszkodzonych mechanicznie.
- Należy zawsze podłączyć zacisk uziemiający PE do lokalnego uziemienia. Należy używać zacisków widełkowych lub oczkowych i mocno przykręcić śrubę. Nie wolno pozostawiać tego zacisku niepodłączonego! Urządzenie I klasy ochronności.
- W instalacji budynku powinien istnieć wyłącznik lub wyłącznik automatyczny, który powinien być w pobliżu urządzenia i łatwo dostępny dla operatora. Wyłącznik powinien być oznakowany jako przyrząd rozłączający urządzenie.
- Nie wolno zasilać urządzenia ze źródeł innych niż wymienione w niniejszej instrukcji.
- Nie podłączać wejść analizatora do napięć wyższych niż wartości znamionowe.
- Należy używać akcesoriów i sond pomiarowych posiadających odpowiednie parametry znamionowe i kategorię pomiarową odpowiednią dla badanego obwodu.
- Nie wolno przekraczać parametrów znamionowych najniższej kategorii pomiarowej (CAT) spośród użytego zestawu pomiarowego składającego się z analizatora, sond i akcesoriów. W sytuacji, gdy produkt współpracuje z innymi przyrządami lub akcesoriami, stosuje się najniższą kategorię pomiarową połączonych urządzeń.
- Jeśli to możliwe należy podłączać analizator do obwodów przy wyłączonym zasilaniu.
- Używać zacisku uziemiającego jedynie do podłączenia lokalnego uziemienia, nie podłączać do niego żadnego napięcia.
- Nie wolno przenosić analizatora trzymając za przewody.
- Naprawy mogą być wykonywane wyłącznie przez autoryzowany serwis.

Analizator jest wyposażony w wewnętrzny akumulator Li-Ion, który został przebadany przez niezależne laboratorium i posiada certyfikat badań zgodności parametrów jakościowych z normą UN 38.3 - „Zalecenia ONZ dla transportu towarów niebezpiecznych. Podręcznik badań i kryteriów”, wydanie 5. opublikowane przez ONZ (ST/SG/AC.10/11/Rev.5). W związku z tym analizator jest dopuszczony do transportu lotniczego, morskiego i drogowego.

## 1.2 Ogólna charakterystyka

Stacjonarny analizator jakości zasilania PQM-750 (Rys. 1) jest zaawansowanym technicznie produktem umożliwiającym wszechstronny pomiar, analizę i rejestrację parametrów sieci energetycznych 50/60 Hz oraz jakości energii elektrycznej zgodnie z europejską normą EN 50160 oraz innymi normami. Analizator w pełni spełnia wymogi normy IEC 61000-4-30:2015 dla klasy A oraz IEC 62586 (klasyfikacja PQI-A-FI1).

Analizator wyposażony jest w cztery wejściowe kanały napięciowe dostępne jako zaciski śrubowe oznaczone jako U1, U2, U3 oraz N. Kanały te odniesione są do zacisku uziemiającego PE. Zakres napięć mierzonych przez cztery kanały pomiarowe to 1000 V<sub>RMS</sub> względem ziemi. Zakres ten można zwiększyć stosując dodatkowo zewnętrzne przekładniki napięciowe.

Do pomiaru prądów służy pięć wejść prądowych wyprowadzonych jako zaciski śrubowe oznaczone I1-I5. Wejścia te mają nominalny zakres zależny od wykonania analizatora, np. 5 A<sub>RMS</sub>.

Duża częstotliwość próbkowania w torach głównych (81,92 kHz) zapewnia szerokie pasmo przenoszenia co przekłada się na możliwość wychwytywania zaburzeń o dużej częstotliwości, pozwala również na pomiar harmonicznych i interharmonicznych aż do rzędu 256 i monitorowania zaburzeń w paśmie 2-9 kHz.

Dodatkowy napięciowy tor pomiarowy jest przeznaczony do monitorowania zaburzeń przewodzonych w paśmie 8-150 kHz.

W jednej z wersji analizator jest wyposażony w opcjonalny wewnętrzny moduł pomiaru szybkich transjentów napięciowych, który pozwala na wychwytywanie i rejestrację przebiegów w zakresie ±6 kV z częstotliwością próbkowania do 10 MHz.

Analizator spełnia klasę 0,2S wg normy IEC 62053-22 dla dokładności pomiaru energii czynnej, oraz klasę 0,5S wg normy IEC 62053-24 dla dokładności pomiaru energii biernej.

Wejścia napięciowe i prądowe można zaplombować, aby uniemożliwić manipulację i dostęp do zacisków tych wejść przez nieuprawnione osoby.

Urządzenie posiada dwie karty pamięci: wbudowaną kartę 8 GB i zewnętrzną wymiową kartę również o pojemności 8 GB (microSD).

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.

Wyniki pomiarów mogą być konwertowane do formatu PQDIF i wysyłane do systemu nadrzędnego za pomocą protokołu FTP/FTPS.

Konfiguracja analizatora i parametryzacja pomiarowa może być przeprowadzana za pomocą wbudowanego serwera www lub za pomocą jednego z zaimplementowanych protokołów komunikacyjnych (np. Modbus RTU, Modbus TCP, IEC 61850).

Interfejs użytkownika obejmuje kolorowy wyświetlacz LCD 2,4" o rozdzielczości 320x240 pikseli i rezystancyjny panel dotykowy.

Jedną z zalet analizatora jest możliwość podłączenia modułów dodatkowych przyłączanych do gniazda rozszerzeń umieszczonego na prawej ścianie obudowy urządzenia. Mogą być podłączone trzy rodzaje modułów:

- Moduł GPS-1 – odbiornik GPS ze złączem typu SMA do zewnętrznej anteny. Dostępne są trzy warianty anten: 10 / 20 / 30 metrów. Odbiornik GPS zapewnia synchronizację czasu analizatora z uniwersalnym czasem koordynowanym UTC i zapewnia dokładność oznaczania czasowego pomiarów rzędu mikrosekund.
- Moduł GSM-1 – modem GSM (LTE) ze złączem SMA do podłączenia zewnętrznej anteny.
- Moduł IOM-1 – moduł rozszerzeń wejść/wyjść z wejściami i wyjściami cyfrowymi oraz wejściami i wyjściami w standardzie pętli prądowej 4-20 mA.



Rys. 1. Analizator jakości zasilania PQM-750. Widok ogólny.

Rys. 2 i Rys. 3 pokazują boczne widoki analizatora wraz z opisem zacisków wejściowych i wyjściowych. Trzeci rząd w tabelach zawiera przyporządkowany danemu zaciskowi numer. Zobacz również: Tab. 1.



Nadzorca, wyjścia cyfrowe							
WR	DO1		DO2				
1	2	3	4	5	6	7	8

Wejścia prądowe									
I1		I2		I3		I4		I5	
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Rys. 2. Analizator jakości zasilania PQM-750. Widok od strony dolnej. Widoczne również wejście RJ-45 LAN1.



Wejścia napięciowe			
N	U3	U2	U1
19	20	21	22

Wejścia termometru i cyfrowe			
DQ	GND	DI2	DI1
23	24	25	26
27	28		

RS-485-2			RS-485-1		
A	B	SH	A	B	SH
29	30	31	32	33	34

Zasilanie		
PE	N	L
35	36	37

Rys. 3. Analizator jakości zasilania PQM-750. Widok strony górnej. Widoczne również wejście RJ-45 LAN2 i gniazdo baterii podtrzymującej zegar RTC.

## 1.3 Montaż analizatora

### 1.3.1 Montaż na szynie DIN

Analizator jest urządzeniem standardowo przystosowanym i montowanym na 35 milimetrowej szynie DIN EN 60715. W pierwszej kolejności analizator zawiesza się na górnych zaczepach, a następnie zatrzaskuje się za pomocą dolnego zaczepu. Pokazano to na Rys. 4.

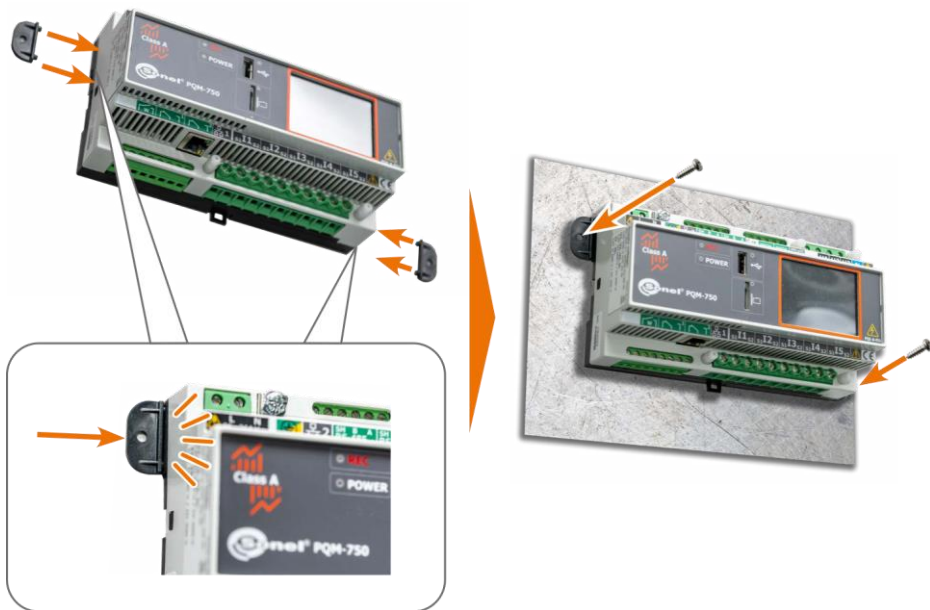
Aby zdemonstrować analizator należy za pomocą narzędzia pociągnąć dolny zaczep do dołu i następnie odchylić dół analizatora do siebie.



Rys. 4. Montaż analizatora na szynie DIN EN 60715 35 mm.

### 1.3.2 Montaż na ścianie

Analizator można zamocować na ścianie lub innej płaskiej powierzchni za pomocą dodatkowych uchwytów (w zestawie). Uchwyty wciska się z obu stron dolnej obudowy i następnie przykręca się do podłoża za pomocą dostarczonych lub własnych wkrętów. Pokazano to na Rys. 5.



Rys. 5. Montaż analizatora do ściany przy użyciu dostarczonych uchwytów.

### 1.3.3 Plombowanie wejść pomiarowych

Aby zabezpieczyć zaciski pomiarowe wejść napięć i prądów przed ingerencją nieuprawnionych osób możliwe jest ich zaplombowanie za pomocą dostarczonych listew plomb. Pokazano to na Rys. 6. Po założeniu listew należy przez otwory w słupkach po obu stronach listew przeprowadzić linkę plombowniczą.



Rys. 6. Plombowanie wejść pomiarowych.

## 1.4 Podłączenia zacisków śrubowych

W Tab. 1 wymieniono wszystkie zaciski śrubowe analizatora PQM-750.

**Tab. 1. Zaciski śrubowe analizatora PQM-750.**

Nazwa przyłącza	Numer zacisku	Oznaczenie	Przekrój przewodu w mm <sup>2</sup>	Długość odizolowania w mm
Przełącznik nadzorczy (WR)	1	Normalnie rozwarthy (NO)	0,5 – 3,3	6
	2	Normalnie rozwarthy (NO)		
Przełącznik wyjścia cyfrowego 1 (DO1)	3	Normalnie zwarty (NC)	0,5 – 3,3	6
	4	Wspólny		
	5	Normalnie rozwarthy (NO)		
Przełącznik wyjścia cyfrowego 2 (DO2)	6	Normalnie zwarty (NC)	0,5 – 3,3	6
	7	Wspólny		
	8	Normalnie rozwarthy (NO)		
Prąd I1	9	S1	0,5 – 6 (drut)	8
	10	S2	0,5 – 4 (linka)	
Prąd I2	11	S1	0,5 – 6 (drut)	8
	12	S2	0,5 – 4 (linka)	
Prąd I3	13	S1	0,5 – 6 (drut)	8
	14	S2	0,5 – 4 (linka)	
Prąd I4 / I <sub>N</sub> / neutralny	15	S1	0,5 – 6 (drut)	8
	16	S2	0,5 – 4 (linka)	
Prąd I5 / I <sub>E</sub> / upływu	17	S1	0,5 – 6 (drut)	8
	18	S2	0,5 – 4 (linka)	
Napięcie Przewód neutralny	19	N	0,5 – 4 (drut) 0,5 – 2,5 (linka)	8
Napięcie U3	20	U3	0,5 – 4 (drut) 0,5 – 2,5 (linka)	8
Napięcie U2	21	U2	0,5 – 4 (drut) 0,5 – 2,5 (linka)	8
Napięcie U1	22	U1	0,5 – 4 (drut) 0,5 – 2,5 (linka)	8
Wejście termometru (TI)	23	DQ	0,5 – 3,3	6
	24	GND		
Wejście cyfrowe 2 (DI2)	25	-/+ (brak polaryzacji)	0,5 – 3,3	6
	26	+/- (brak polaryzacji)		
Wejście cyfrowe 1 (DI1)	27	-/+ (brak polaryzacji)	0,5 – 3,3	6
	28	+/- (brak polaryzacji)		
RS-485 Port 2 (RS-485-1)	29	A/+	0,5 – 3,3	6
	30	B/-		
	31	ekranowanie		
RS-485 Port 1 (RS-485-2)	32	A/+	0,5 – 3,3	6
	33	B/-		
	34	ekranowanie		
Uziemienie ochronne	35	PE	Używać zacisku widełkowego lub oczkowego	–
Zasilanie - neutralny	36	N	0,5 – 4 (drut)	8
Zasilanie - faza	37	L	0,5 – 2,5 (linka)	

## 1.5 Zasilanie analizatora

Analizator posiada wbudowany zasilacz sieciowy o zakresie napięć nominalnych 85...264 V AC / 120...300 V DC (opcja "AC") lub 18...60 V DC (opcja "DC"). Zasilacz ma niezależne zaciski wejściowe (36, 37).

Analizator posiada również wejście typu PoE (ang. *Power over Ethernet*) na porcie LAN1 typu RJ-45, i może być zasilany z przełączników sieciowych zgodnych ze standardem IEEE 802.3 at/af. Zasilanie PoE może służyć jako podstawowe lub rezerwowe.

Do podtrzymania zasilania w czasie przerw w dostawie energii (brak zasilania AC/DC oraz PoE) używany jest wewnętrzny akumulator Li-Ion. Jest on doładowywany, gdy jest dostępne zasilanie AC/DC lub PoE. Naładowany akumulator jest zdolny do podtrzymania pracy analizatora do ok. 1 godziny. Gdy akumulator rozładuje się całkowicie analizator przerywa pracę i wyłącza się awaryjnie. Po powrocie zasilania analizator wznowia pracę.

Obecność zasilania głównego AC/DC oraz PoE można zweryfikować na ekranie analizatora wybierając z menu **USTAWIENIA**→**ZASILANIE**.



Akumulator może być wymieniany wyłącznie w firmowym serwisie.

## 1.6 Mierzone parametry

Analizator zaprojektowano do pomiaru i rejestracji następujących parametrów:

- napięcia skuteczne fazowe i międzyfazowe do 1000  $V_{RMS}$  względem ziemi,
- transjenty napięciowe (przebiecia) w zakresie do  $\pm 6$  kV (wewnętrzny moduł opcjonalny),
- zakłócenia przewodzone w paśmie częstotliwościowym 2-9 kHz oraz 8-150 kHz,
- prądy skuteczne o zakresie nominalnym 5  $A_{RMS}$  (szczytowy mierzalny zakres  $\pm 70$  A) za pomocą izolowanych przekładników transformatorowych (możliwe wersje analizatora z innym zakresem nominalnym),
- współczynniki szczytu prądu i napięcia,
- częstotliwość sieci w zakresie 40...70 Hz,
- czynne, bierne i pozorne moce i energie, moc odkształcenia,
- składowe harmoniczne napięć i prądów (do 256-tego rzędu),
- współczynnik zniekształceń harmonicznych  $THD_F$  i  $THD_R$  dla prądu i napięcia,
- współczynnik TDD prądu,
- współczynnik strat  $K$  wywołanych wyższymi harmonicznymi (K-Factor),
- współczynnik strat w transformatorze wg normy HD 538.3.S1 (Factor  $K$ ),
- moce czynne i bierne harmonicznych,
- kąty między harmonicznymi napięciami i prądami,
- współczynnik mocy PF,  $\cos\phi$ ,  $\tan\phi$  4-kwadrantowy,
- współczynniki asymetrii sieci trójfazowych i składowe symetryczne,
- wskaźniki migotania światła  $P_{ST}$  i  $P_{LT}$ ,
- składowe interharmoniczne napięć i prądów (do 256-tego rzędu),
- współczynnik zniekształceń interharmonicznych  $TID_F$  i  $TID_R$  dla prądu i napięcia,
- sygnały sterujące w napięciu w zakresie częstotliwości 5...30000 Hz,
- szybkie zmiany napięcia (RVC),
- inne tu niewymienione.

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.

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 5% wartości nominalnej). Użytkownik nie musi wprowadzać samodzielnie ustawień zdefiniowanych w normie EN 50160 – urządzenie pozwala na automatyczną konfigurację w tryb pomiaru jakości energii wg EN 50160. 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 czy przekroczenia THD powyżej innego progu. Zdarzenie jest zapisywane razem z czasem wystąpienia. W przypadku wybranych zdarzeń można uzupełnić informację o wystąpieniu zdarzenia o oscylogram przebiegów napięć i prądów. Możliwe jest zapisanie od 5 okresów sieci aż do 60 sekund z regulowanym czasem wyprzedzenia (ang. *pretrigger*) do maksymalnie 1 sekundy. Razem z oscylogramem zapisywany jest również przebieg wartości RMS półokresowych ( $RMS_{1/2}$ ), z czasem rejestracji regulowanym od 1 s do 60 s.

Dodatkowo analizator ma możliwość wykrywania zdarzeń spowodowanych zmianą kształtu obwiedni napięcia oraz skokiem kąta fazowego, poprzez porównanie ze sobą następujących po sobie kolejnych okresów sieci.

Bardzo szerokie możliwości konfiguracji wraz z mnogością mierzonych parametrów czynią z analizatora 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. 2 przedstawiono zbiorcze zestawienie parametrów mierzonych przez analizator w zależności od typu sieci.



Tab. 2. Mierzone parametry dla różnych konfiguracji sieci.

Parametr		Typ sieci, kanał		1-fazowy			2-fazowy				3-fazowy 4-przewodowy							3-fazowy 3-przewodowy										
				U <sub>I1</sub> L1	U <sub>NE</sub> I <sub>N</sub>	I <sub>E</sub>	U <sub>I1N</sub> L1	U <sub>I2N</sub> L2	U <sub>I12</sub>	U <sub>NE</sub> I <sub>N</sub>	I <sub>E</sub>	TOT	U <sub>I1N</sub> L1	U <sub>I2N</sub> L2	U <sub>I3N</sub> L3	U <sub>I12</sub>	U <sub>I23</sub>	U <sub>I31</sub>	U <sub>NE</sub> I <sub>N</sub>	I <sub>E</sub>	TOT	U <sub>I12</sub>	U <sub>I23</sub>	U <sub>I31</sub>	U <sub>I1E</sub> L1	U <sub>I2E</sub> L2	U <sub>I3E</sub> L3	I <sub>E</sub>
U	Napięcie skuteczne	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
U <sub>DC</sub>	Składowa stała napięcia	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
I	Prąd skuteczny	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓		✓	✓	✓				✓	✓					✓	✓	✓	✓		
f	Częstotliwość	✓			✓						✓									✓								
CF U	Współczynnik szczytu napięcia	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓				✓	✓		✓	✓	✓						
CF I	Współczynnik szczytu prądu	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓		✓	✓	✓				✓	✓					✓	✓	✓	✓		
P	Moc czynna	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓										✓	✓	✓	✓		✓
Q <sub>1</sub> , Q <sub>B</sub>	Moc bierna	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓										✓	✓	✓	✓		✓ <sup>(1)</sup>
D, S <sub>N</sub>	Moc odkształcenia	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓										✓	✓	✓	✓		✓
S	Moc pozorna	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓										✓	✓	✓	✓		✓
PF	Współczynnik mocy	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓										✓	✓	✓	✓		✓
cosφ	Współczynnik przesunięcia fazowego	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓										✓	✓	✓	✓		✓
tgφ <sub>C-</sub> , tgφ <sub>L+</sub> tgφ <sub>L-</sub> , tgφ <sub>C+</sub>	Współczynnik tangens φ (4-kwadrantowy)	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓										✓	✓	✓	✓		✓ <sup>(1)</sup>
THD U	Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓				✓			✓	✓	✓						
THD I	Współczynnik zawartości harmonicznych prądu	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓		✓	✓	✓				✓	✓					✓	✓	✓	✓		
TDD I	Współczynnik odkształcenia prądu	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓				✓						✓	✓	✓			
K-Factor	Współczynnik K	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓				✓						✓	✓	✓			
Factor K	Europejski współczynnik redukcji obciążenia K	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓				✓						✓	✓	✓			
E <sub>P+</sub> , E <sub>P-</sub>	Energia czynna (pobrana i oddana)	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓										✓	✓	✓	✓		✓
E <sub>QC-</sub> , E <sub>QL+</sub> E <sub>QL-</sub> , E <sub>QC+</sub>	Energia bierna (4-kwadrantowa)	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓										✓	✓	✓	✓		✓ <sup>(1)</sup>
E <sub>S</sub>	Energia pozorna	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓										✓	✓	✓	✓		✓
U <sub>h0..</sub> U <sub>h256</sub>	Amplitudy harmonicznych napięcia	✓	✓		✓			✓			✓	✓	✓				✓			✓	✓	✓						
I <sub>h0..</sub> I <sub>h256</sub>	Amplitudy harmonicznych prądu	✓	✓		✓			✓			✓	✓	✓				✓						✓	✓	✓			
φ <sub>UI1..</sub> φ <sub>UI256</sub>	Kąty między harmonicznymi napięcia i prądu	✓			✓	✓					✓	✓	✓										✓	✓	✓			
φ <sub>U</sub>	Kąty bezwzględne harmonicznych napięcia	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓				✓						✓	✓	✓			

$\varphi_1$	Kąty bezwzględne harmonicznych prądu	✓	✓		✓	✓	✓			✓	✓	✓			✓				✓	✓	✓			
$P_{h1}..P_{h256}$	Moce czynne harmonicznych	✓			✓	✓				✓	✓	✓								✓	✓	✓		
$Q_{h1}..Q_{h256}$	Moce bierne harmonicznych	✓			✓	✓				✓	✓	✓								✓	✓	✓		
Asymetria U, I	Składowe symetryczne i współczynniki asymetrii														✓								✓	
$P_{st}, P_{lt}$	Wskaźniki migotania światła	✓			✓	✓				✓	✓	✓					✓	✓	✓					
TID-F U, TID-R U	Współczynnik zawartości interharmonicznych napięcia	✓	✓		✓	✓		✓		✓	✓	✓			✓		✓	✓	✓					
TID-F I TID-R I	Współczynnik zawartości interharmonicznych prądu	✓	✓		✓	✓		✓		✓	✓	✓			✓					✓	✓	✓		
$U_{ih0}..U_{ih256}$	Amplitudy interharmonicznych napięcia	✓	✓		✓	✓		✓		✓	✓	✓			✓		✓	✓	✓					
$I_{ih0}..I_{ih256}$	Amplitudy interharmonicznych prądu	✓	✓		✓	✓		✓		✓	✓	✓			✓					✓	✓	✓		
$U_{R1}, U_{R2}$	Sygnaly sterujące w napięciu	✓			✓	✓				✓	✓	✓					✓	✓	✓					
$U_{2-9k}$	Zakłócenia przewodzone 2-9 kHz	✓			✓	✓				✓	✓	✓					✓	✓	✓					
$U_{8-150k}$	Zakłócenia przewodzone 8-150 kHz	✓			✓	✓				✓	✓	✓								✓	✓	✓		
$U_t$	Transjenty napięciowe <sup>(2)</sup>	✓	✓		✓	✓		✓		✓	✓	✓			✓					✓	✓	✓		

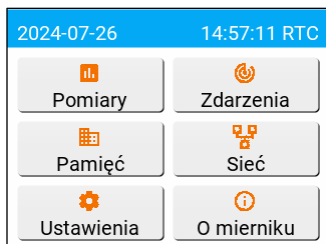
**Objaśnienia:** TOT oznacza wartość całkowitą systemu wielofazowego.

- (1) W sieciach 3-fazowych 3-przewodowych jako całkowita moc bierna wyliczana jest moc nieaktywna  $N = \sqrt{S_e^2 - P^2}$  (patrz dyskusja dot. mocy biernej w dokumencie „Jakość Zasilania – Przewodnik”).
- (2) Transjenty napięciowe są mierzone jeśli zainstalowano moduł dodatkowy (opcja „TR”).

## 2 Obsługa analizatora

### 2.1 Ekran dotykowy

Analizator może być obsługiwany za pomocą uproszczonego interfejsu użytkownika (GUI) wyświetlonego na wbudowanym ekranie dotykowym. Za pomocą tego interfejsu użytkownik może wykonać podstawową konfigurację analizatora oraz przeglądać część z mierzonych parametrów.



Rys. 7. Menu główne.

Menu główne pokazano na Rys. 7. Na górnej belce wyświetlana jest aktualna data i czas analizatora oraz źródło dla czasu (RTC / GPS / NTP / IRIG).

Sześć przycisków pokazywanych jest na ekranie głównym:

- **POMIARY** – w tej części pokazywane są wybrane parametry sieci w czasie rzeczywistym.
- **ZDARZENIA** – pozwala na przeglądanie ostatnich zdarzeń napięciowych.
- **PAMIĘĆ** – prezentuje rozmiar i zajętość kart pamięci.
- **SIEĆ** – pozwala na sprawdzenie aktualnych ustawień sieci Ethernet.
- **USTAWIENIA** – tej opcji można użyć do podstawowej konfiguracji analizatora.
- **O MIERNIKU** – pokazuje informacje o wersji i producencie miernika.

### 2.2 Włączanie i wyłączanie analizatora

Analizator nie posiada przycisku włącznika zasilania. Zaczyna on pracować natychmiast po podaniu napięcia na wejście zasilania głównego lub podłączenia źródła PoE do gniazda LAN1.

Po włączeniu wyświetlany jest ekran powitalny pokazujący nazwę miernika, wersję firmware'u i sprzętową. Następnie analizator przeprowadza wewnętrzną inicjalizację. W razie wykrycia błędów na ekranie wyświetlony zostanie numer błędu z długim sygnałem dźwiękowym.


Podczas inicjalizacji i uruchamiania wszystkich usług zielona dioda POWER będzie migłała raz na sekundę. Gdy analizator jest w pełni uruchomiony i gotowy do pracy zielona dioda POWER będzie świeciła w sposób ciągły.

Jeśli wystąpi błąd podczas inicjalizacji karty pamięci lub system plików na karcie jest uszkodzony (np. gdy użytkownik ręcznie sformatował kartę), analizator zasugeruje formatowanie (komunikat **SFORMATOWAĆ KARTĘ PAMIĘCI?**). Naciśnięcie potwierdzenia uruchomi proces formatowania. Po formatowaniu analizator rozpocznie rejestrację automatycznie.

Przy pierwszym uruchomieniu miernika aktywuje się kreator ustawień, za pomocą którego użytkownik wskazuje podstawowe parametry sieci: typ sieci, częstotliwość nominalną, napięcie nominalne, przekładnię napięciową i prądową oraz profil rejestrowanej normy (zobacz również rozdz. 2.8.3). Można wtedy również włączyć zabezpieczenie interfejsu GUI przed nieuprawnionym użyciem i ustawić kody PIN (rozdz. 2.3).

Po włączeniu analizatora aktywuje ostatnią konfigurację pomiarową.

Aby wyłączyć analizator konieczne jest wcześniejsze odłączenie źródeł zasilania: zasilania głównego AC/DC i/lub PoE. Analizator przełączy się wtedy na zasilanie akumulatorowe a na ekranie

**USTAWIENIA** →  przycisk **WYŁĄCZ** zostanie uaktywniony. Naciśnięcie spowoduje wyświetlenie komunikatu potwierdzającego i użytkownik może wyłączyć miernik. Wyłączenie może potrwać kilka, kilkanaście sekund.

## 2.3 Ograniczanie dostępu do GUI

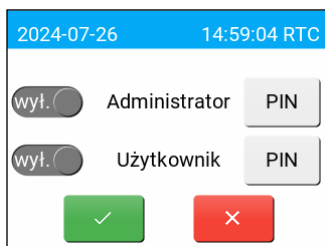
Możliwe jest ograniczenie dostępu do GUI miernika, tak, aby nie była możliwa zmiana ustawień i/lub podgląd parametrów. W tym celu utworzono dwóch użytkowników o różnych poziomach uprawnień, z których każdemu można przypisać kod PIN składający się z 4 do 8 cyfr.

- Użytkownik 'Administrator' ma pełny dostęp do ustawień i podglądu danych w GUI.
- Użytkownik 'Użytkownik' ma dostęp jedynie do podglądu danych i nie może wprowadzać żadnych zmian w konfiguracji.

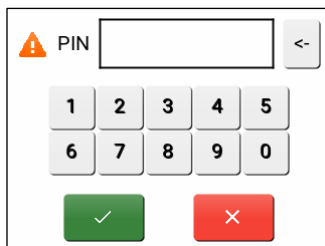
Domyślnie kody PIN są wyłączone dla obu wymienionych użytkowników. Ze względów bezpieczeństwa zalecane jest włączenie kodu PIN użytkownika 'Administrator' i ustawienie własnego kodu PIN, tak, aby nie była możliwa zmiana ustawień analizatora przez nieuprawnione osoby.

Włączenie PIN-u użytkownika 'Użytkownik' wymusza włączenie PIN-u dla użytkownika 'Administrator'.

Aby przejść do ustawień kodów PIN należy z menu głównego wybrać **USTAWIENIA** → **BEZPIECZ.** Wyświetlony zostanie ekran jak na Rys. 8. Aby włączyć PIN Administratora należy nacisnąć przełącznik w pozycję 'Wł.'. Naciśnięcie przycisku '**PIN**' powoduje przejście do ekranu ustawień własnego kodu PIN (Rys. 9). Należy dwukrotnie wprowadzić kod składający się z 4 do 8 cyfr.



Rys. 8. Ekran ustawień bezpieczeństwa GUI.



Rys. 9. Wprowadzanie kodu PIN.

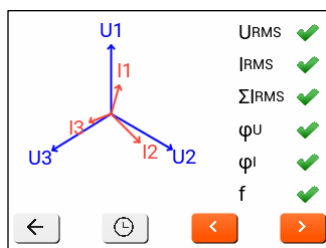
Po aktywowaniu kodu PIN Administratora przejście z menu głównego do sekcji **USTAWIENIA**, **SIEĆ** oraz **PAMIĘĆ** będzie wymagało wprowadzenia kodu PIN Administratora. Wprowadzenie kodu PIN Administratora daje dostęp do wszystkich opcji GUI.

Podobnie postępuje się z kodem PIN Użytkownika. Po aktywowaniu kodu PIN Użytkownika, zablokowane zostają sekcje dostępne z menu głównego: **POMIARY**, **ZDARZENIA**, **O MIERNIKU**.

Wprowadzenie kodu PIN administratora umożliwia dostęp do wszystkich opcji GUI. Sposób odzyskiwania dostępu do GUI miernika w przypadku zapomnienia kodu PIN Administratora podano w rozdz. 3.2.

## 2.4 Kontrola poprawności podłączenia







Na ekranie z wykresem wskazowym wyświetlane są na bieżąco wskaźniki poprawności podłączenia (Rys. 10), które podają kilka istotnych informacji na temat podłączenia analizatora do badanej sieci. Informacja ta pomaga użytkownikowi w weryfikacji zgodności aktualnej konfiguracji analizatora z parametrami mierzonej sieci.



Rys. 10. Wykres wskazowy ze wskaźnikami poprawności podłączenia.

Podawane wskaźniki oznaczone są kolejno:  $U_{RMS}$ ,  $I_{RMS}$ ,  $\Sigma I_{RMS}$ ,  $\varphi_U$ ,  $\varphi_I$ ,  $f$ .

- **$U_{RMS}$** : wartości skuteczne napięć – dwie możliwe ikony:
  - – wartości skuteczne napięć są poprawne, mieszczące się w tolerancji  $\pm 15\%$  od wartości nominalnej napięcia,
  - – wartości skuteczne są poza zakresem  $U_{nom} \pm 15\%$ .
- **$I_{RMS}$** : wartości skuteczne prądów – cztery możliwości:
  - – wartości skuteczne prądów są w zakresie  $0,3\% I_{nom} \dots 115\% I_{nom}$ ,
  - – wartości skuteczne prądów są mniejsze niż  $0,3\% I_{nom}$ ,
  - – wartości skuteczne prądów są większe niż  $115\% I_{nom}$ ,
  - - - - kreski są wyświetlane, gdy pomiar prądów jest wyłączony w konfiguracji.
- **$\Sigma I_{RMS}$** : Analizator weryfikuje poprawność podłączenia prądów na podstawie sumy chwilowej wszystkich prądów. W układzie zamkniętym wartość skuteczna sumy chwilowej prądu powinna być bliska zeru. Weryfikacja przeprowadzana jest jedynie wtedy, gdy RMS co najmniej jednego mierzonego prądu przekracza  $0,3\% I_{nom}$ . W układach pomiarowych z wylizaniem analitycznym prądu  $I_n$  oraz w układach Arona sprawdzenie to jest wyłączone.
  - – prądy podłączone poprawnie – suma chwilowa prądów jest bliska zeru,
  - – nie można zweryfikować poprawności sumowania prądów ze względu na zbyt małe wartości prądów,
  - – wyliczona wartość skuteczna sumy chwilowej prądów przekracza  $0,3\% I_{nom}$  i jednocześnie przekracza 25% wartości maksymalnej spośród wszystkich mierzonych prądów. Taka sytuacja może wystąpić np. przy odwrotnym podłączeniu kanału  $I_n$ .
- **$\varphi_U$** : wektory napięć – analizator weryfikuje poprawność kątów składowych podstawowych i wyświetla odpowiednią ikonę:
  - – wektory mają poprawne kąty w zakresie  $\pm 30^\circ$  od wartości teoretycznej dla obciążenia rezystancyjnego i obwodu symetrycznego (w układach 3-fazowych),
  - – nie można zweryfikować poprawności kątów ze względu na zbyt małą wartość skuteczną napięcia (poniżej  $1\% U_{nom}$ ),
  - – kąty wektorów nieprawidłowe. W układach trójfazowych ta ikona wyświetlana jest m.in. w przypadku odwrotnej kolejności wirowania faz napięciowych.

- $\Phi_i$ : wektory prądów – weryfikowana jest poprawność kątów wektorów składowych podstawowych prądów w odniesieniu do wektorów napięć. Wyświetlane są ikony:
  -  – wektory są w granicach  $\pm 55^\circ$  w stosunku do kątów odpowiadających wektorów napięć,
  -  – nie można zweryfikować poprawności kątów wektorów prądowych ze względu na zbyt małą wartość skuteczną prądów (poniżej  $0,3\% I_{nom}$ ),
  -  – wektory są poza granicami dopuszczalnego przedziału kątów ( $\pm 55^\circ$ ),
  - - - - kreski są wyświetlane, gdy pomiar prądów jest wyłączony w konfiguracji.
- f: częstotliwość:
  -  – zmierzona częstotliwość sieci mieści się w zakresie  $f_{nom} \pm 10\%$ ,
  -  – wartość skuteczna napięcia fazy referencyjnej jest niższa niż 10 V (analizator pracuje na wewnętrznym generatorze) lub brak synchronizacji PLL,
  -  – zmierzona częstotliwość jest poza przedziałem  $f_{nom} \pm 10\%$ .

## 2.5 Komunikacja i transmisja danych

Analizator zapewnia kilka różnych metod komunikacji z PC lub systemem nadrzędnym. Są to kolejno:

- Komunikacja za pomocą protokołu Modbus RTU i portu RS-485-1,
- Komunikacja za pomocą protokołu Modbus TCP/IP i portu Ethernet (LAN1, LAN2),
- Komunikacja za pomocą protokołu IEC 61850 (połączenie Ethernet),
- Komunikacja za pomocą protokołu HTTPS i przeglądarki internetowej przez użycie wbudowanego webserwera (połączenie Ethernet),
- Komunikacja za pomocą własnego protokołu SonelFrame firmy Sonel S.A. (połączenie Ethernet).

Każdy z wymienionych sposobów komunikacji cechuje się różnymi właściwościami i możliwościami. Te możliwości przedstawiono w następujących rozdziałach.

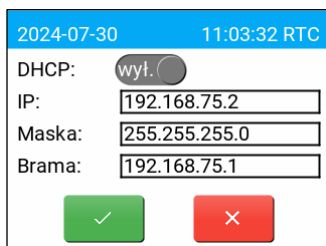
## 2.6 Konfiguracja połączenia sieciowego

PQM-750 ma dwa osobne złącza LAN typu RJ-45: LAN1 i LAN2. Oba są wewnętrznie podłączone do tego samego przełącznika ethernetowego. Analizator wspiera jeden wspólny adres IP na obu portach fizycznych. Drugi port LAN może być użyty w celu uproszczenia połączeń sieciowych, gdy inne urządzenie potrzebuje połączenia sieciowego, lub może być użyte do podłączenia zewnętrznego panelu wyświetlacza i połączenia z wbudowanym w mierniku webserwerem.

Aby możliwa była komunikacja analizatora z siecią Ethernet wymagane jest skonfigurowanie adresu IP, maski sieci oraz bramy. Użytkownik może ustawić te adresy ręcznie, lub też, gdy w sieci obecny jest serwer DHCP, analizator może uzyskać te dane automatycznie.

Domyślnie analizator jest ustawiony ze statycznym adresem IP 192.168.75.2, bramą 192.168.75.1 i maską sieciową 255.255.255.0.

Aby zmienić ustawienia sieciowe należy z głównego menu wybrać: **USTAWIENIA** →  → **SIEĆ**.



The screenshot shows a network configuration interface with a blue header bar containing the date '2024-07-30' and the time '11:03:32 RTC'. Below the header, there are four rows of settings: 'DHCP:' with a toggle switch set to 'wyl.' (off), 'IP:' with a text box containing '192.168.75.2', 'Maska:' with a text box containing '255.255.255.0', and 'Brama:' with a text box containing '192.168.75.1'. At the bottom of the configuration area, there are two buttons: a green button with a white checkmark and a red button with a white 'X'.

Rys. 11. Domyślne ustawienia sieci.

Domyślne ustawienia sieci pokazane na Rys. 11 można zmienić poprzez interakcję z polami. Przez naciśnięcie suwaka DHCP użytkownik może włączać i wyłączać DHCP – czyli przełączać między konfiguracją adresów automatyczną i ręczną. Kiedy opcja DHCP jest aktywna w sieci musi być obecny serwer DHCP nadający urządzeniom adresy IP. Uzyskany adres IP może być sprawdzony przez wybranie z menu głównego opcji **SIĘĆ**.

Gdy użytkownik chce nadać własne adresy, każde z pól musi zostać naciśnięte i adresy muszą być wpisane ręcznie przy użyciu klawiatury wyświetlonej na ekranie.

Kiedy poprawne ustawienia sieci zostały wprowadzone do analizatora, możliwa staje się komunikacja z analizatorem przy użyciu różnych wbudowanych protokołów ethernetowych wymienionych w rozdz. 2.5.

## 2.7 Podgląd mierzonych parametrów

Ekran LCD pozwala na podgląd części mierzonych parametrów w czasie rzeczywistym. Jest to możliwe po wybraniu **POMIARY** z ekranu głównego. Dane pomiarowe są podzielone na kilka oddzielnych ekranów:

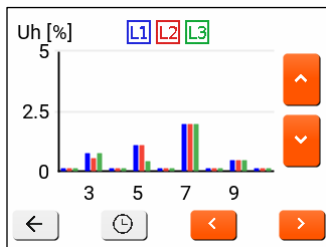
- **U, THDU, F** – wykres wskazowy, wskaźniki poprawności podłączenia, napięcia skuteczne, THD napięć, częstotliwość,
- **I, THDI, HARM** – prądy skuteczne, THD prądów, harmoniczne napięć i prądów (wykresy słupkowe do rzędu 50-tego),
- **ASYMETRIA** – współczynniki asymetrii napięć i prądów oraz składowe symetryczne,
- **FLICKER** – wskaźniki migotania światła Pst, Plt oraz Pinst,
- **P, Q, S** – moce czynna, bierna i pozorna, moc pozorna odkształcenia,
- **COSΦ, PF** – współczynnik  $\cos\phi$  i współczynnik mocy,
- **TGΦ** – 4-kwadrantowy tangens  $\phi$ :  $\text{tg}\phi_{L+}$ ,  $\text{tg}\phi_{C-}$ ,  $\text{tg}\phi_{L-}$ ,  $\text{tg}\phi_{C+}$ ,
- **ENERGIE** – energia czynna (pobrana i oddana), 4-kwadrantowa energia bierna, energia pozorna,
- **2-150 kHz** – podaje informacje o maksymalnych emisjach i ich częstotliwościach i kanałach w pasmach 2-9 kHz oraz 8-150 kHz,
- **I/O** – podgląd stanów wejść i wyjść cyfrowych.

Przyciski strzałek w lewo i prawo umożliwiają przełączanie między wszystkimi ekranami w sposób kołowy. Przykładowe ekrany pokazano na Rys. 12, Rys. 13, Rys. 14 i Rys. 15.

	U-N [V]	THDU [%]	f [Hz]
L1	232.80	2.93	50.019
L2	237.50	2.86	50.021
L3	235.50	2.71	
N	----	----	
E	0.03	33.36	

←
⌚
<
>

**Rys. 12. Ekran “U, THDU, f”. Górna częstotliwość jest pomiarem 10/12-okresowym, dolna jest pomiarem 10-sekundowym.**



Rys. 13. Ekran harmonicznych napięć. Na każdym ekranie wyświetlonych jest 9 harmonicznych, a naciśnięcie strzałek góra i dół pozwala przechodzić do kolejnych lub poprzednich 9-ciu. Naciśnięcie strzałki w prawo powoduje przejście do harmonicznych prądów.

	P [kW]	Q [kvar]	S [kVA]
L1	0.263	0.079	0.277
L2	0.359	0.090	0.373
L3	0.210	0.037	0.214
TOT	0.832	0.206	0.884

Rys. 14. Ekran z mocami.

	2-9kHz	8-150kHz
Max U [V]	0.02	0.01
f [kHz]	4.90	10
Input	L1-N	L2-E

Rys. 15. Ekran emisji w pasmach 2-150 kHz.

## 2.8 Wykonywanie pomiarów

### 2.8.1 Rozpoczynanie i zatrzymywanie rejestracji

W mierniku PQM-750 rejestracja rozpoczynana jest automatycznie po uruchomieniu miernika jeśli nie wykryto żadnych błędów uniemożliwiających rejestrację (np. brak karty pamięci).

Kiedy rejestracja jest aktywna świeci się w sposób ciągły czerwona dioda **REC**.

Zatrzymywanie rejestracji jest możliwe w kilku przypadkach:

- Gdy użytkownik użyje opcji wysunięcia zewnętrznej karty pamięci, gdy rejestracja jest zapisywana na tej karcie – z poziomu głównego ekranu należy wybrać **PAMIĘĆ** → **WYSUŃ KARTĘ**. Po ponownym włożeniu karty rejestracja będzie kontynuowana.
- Gdy zostanie zapełniona cała karta pamięci w przypadku liniowej organizacji pamięci.
- Gdy akumulator w analizatorze pracującym na zasilaniu akumulatorowym rozładuje się całkowicie. W takiej sytuacji analizator zatrzyma rejestrację i wyłączy się. Po podaniu zewnętrznego napięcia miernik włączy ponownie i będzie kontynuował rejestrację.

Możliwa jest zaawansowana kontrola nad procesem rejestracji przy pomocy zdalnych protokołów.



## 2.8.2 Konfiguracja rejestracji

Przed rozpoczęciem rejestracji należy skonfigurować pomiar, aby przeprowadzić proces rejestracji zgodnie z własnymi wymaganiami. Podstawową konfigurację za pomocą GUI opisano w rozdz. 2.8.3. Pełna konfiguracja odbywa się zdalnie poprzez jeden z protokołów lub poprzez wbudowany serwer www.

W procesie pełnej konfiguracji użytkownik oprócz podstawowych ustawień może wskazać również m.in. czas uśredniania i parametry, które mają być rejestrowane w konfiguracji użytkownika, aktywuje detekcję zdarzeń itp.

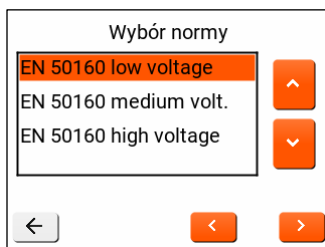
Po zapisie na zgodność ze wskazaną normą może zostać sporządzony raport zgodności, który służy do oceny jakości zasilania w badanym punkcie sieci.

W przypadku, gdy użytkownik chce jedynie rejestrować dane na zgodność z normą i nie chce, aby analizator rejestrował dodatkowo inne parametry (i tym samym niepotrzebnie zwiększał rozmiar rejestrowanych danych), należy wyłączyć (odznaczając w ustawieniach w serwisie www) wszystkie pozostałe parametry. Ewentualnie można wybrać z listy długi czas uśredniania, wówczas dane zajmą stosunkowo mało miejsca. Nie dotyczy to jednak zdarzeń, dlatego najlepszym rozwiązaniem jest wyłączenie niepotrzebnych parametrów.

## 2.8.3 Podstawowa konfiguracja za pomocą GUI

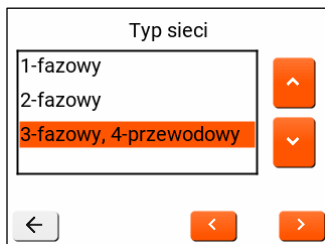
Jedną z najważniejszych opcji konfiguracyjnych jest ustawienie parametrów systemu sieciowego. Tę podstawową konfigurację można przeprowadzić za pomocą interfejsu GUI na wyświetlaczu LCD analizatora.

Z menu głównego wybierz **USTAWIENIA**, a następnie **POMIARY**, aby uruchomić kilkietapowy kreator konfiguracji. Użyj strzałek w lewo / w prawo, aby przełączać się między ekranami.



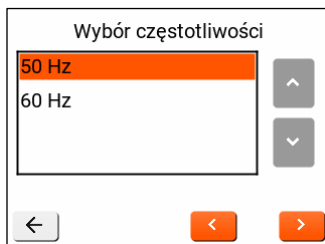
Rys. 16

1. Wybór normy. Z listy należy wybrać właściwy profil normy, np. jeden z wariantów EN 50160. To pozwoli analizatorowi generować raporty na zgodność z wybranym profilem normy.



Rys. 17

2. Typ sieci. Na tym ekranie można wybrać typ mierzonej sieci.



Rys. 18

3. Wybór częstotliwości nominalnej.

Napięcie Unom

230.00

Przekładnia

1.00 230.0V/230.0V

← < >

**Rys. 19**

4. Napięcie nominalne i przekładnia napięciowa. Po naciśnięciu na pola z wartościami pojawi się klawiatura numeryczna umożliwiająca wprowadzenie żądanych wartości napięcia nominalnego i przekładni.

Prąd Inom

I1-I3	IN	IE
100.00	100.00	5.00

Przekładnia

I1-I3	IN	IE
20.00	20.00	1.00

← < >

**Rys. 20**

5. Ten ekran pozwala wprowadzić przekładnie dla torów prądowych. Niezależnie ustawia się przekładnie dla torów I1-I3, toru  $I_N/14$  oraz  $I_E/15$ . Prąd nominalny jest wyliczany jako iloczyn wprowadzonych przekładni i nominalnego zakresu wejść prądowych zamontowanych w analizatorze.

Podsumowanie 1/2

EN 50160 low voltage

3-fazowy, 4-przewodowy

50 Hz

230 V / 1

✓ ✗

**Rys. 21**

6. W końcowej części kreatora konfiguracji wyświetlone jest podsumowanie ustawień (podzielone na dwa pod-ekrany). Można zatwierdzić bądź anulować ustawienia.

⚠

Konfiguracja zapisana pomyślnie. Rejestracja danych rozpoczęta.

✓

**Rys. 22**

7. Następny ekran po zatwierdzeniu informuje o poprawnym zapisie konfiguracji i rozpoczęciu rejestracji danych.

## 2.9 Interfejs sieciowy (webserwer)

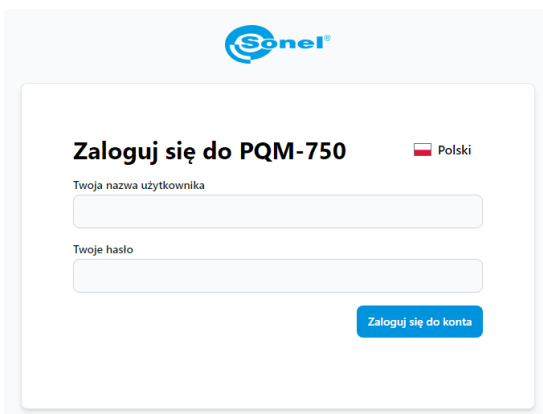
Analizator wyposażony jest w wbudowany serwis www (webserwer) pozwalający na:

- konfigurację miernika,
- podgląd statusu analizatora i mierzonych parametrów w czasie rzeczywistym,
- przeglądanie listy zarejestrowanych zdarzeń wraz przebiegami oscylogramów i wykresami  $RMS_{1/2}$ ,
- zarządzanie użytkownikami serwisu www.

Serwis www wykorzystuje szyfrowany protokół HTTPS. Domyślne dane logowania do serwisu:

- nazwa użytkownika: **admin**
- hasło: **pqm**

Szczegółowa instrukcja obsługi serwisu www jest dostępna w oddzielnym dokumencie.



Rys. 23. Ekran logowania do serwisu www PQM-750.

## 2.10 Układy pomiarowe

Analizator można podłączyć bezpośrednio do następujących typów sieci:

- jednofazowa (Rys. 24)
- dwufazowa (z dzielonym uzwojeniem transformatora, ang. *split-phase*) (Rys. 25),
- 3-fazowa 4-przewodowa (Rys. 26),
- 3-fazowa 3-przewodowa (Rys. 27),

Pomiar pośredni w sieciach średniego napięcia jest możliwy w sieciach:

- 3-fazowa 3-przewodowa (Rys. 29).

W układach 3-fazowych 3-przewodowych możliwy jest pomiar prądów metodą Arona (Rys. 28), przy wykorzystaniu jedynie dwóch kanałów mierzących prądy liniowe  $I_{L1}$  i  $I_{L3}$ . Prąd  $I_{L2}$  jest wtedy wyliczany wg zależności:

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

W układach z obecnym przewodem neutralnym można dodatkowo włączyć pomiar prądu w tym przewodzie po podłączeniu dodatkowego egzemplarza cęgów w kanale  $I_4$  /  $I_N$ . Pomiar ten jest wykonywany po włączeniu w konfiguracji **PRĄD I4**.

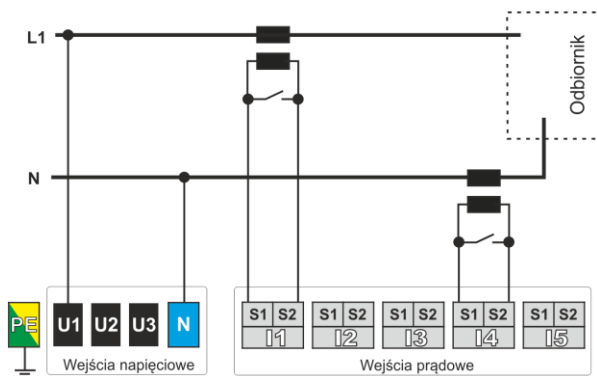


Do poprawnego wyliczenia całkowitej mocy pozornej  $S_e$  oraz całkowitego współczynnika mocy PF w układzie trójfazowym 4-przewodowym konieczny jest pomiar prądu w przewodzie neutralnym. W takim przypadku należy zawsze włączyć opcję rejestracji prądu  $I_N$  i podłączyć 4 kanał prądowy. Więcej informacji o całkowitej mocy pozornej  $S_e$  można znaleźć w dokumencie „Jakość Zasilania – Przewodnik”.

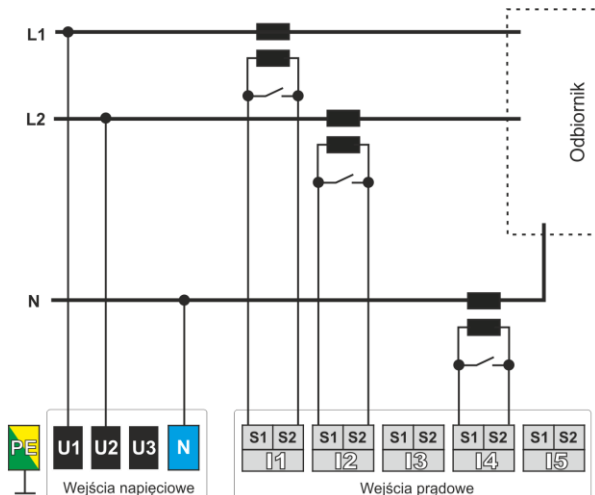
Należy zwrócić uwagę na kierunek podłączenia prądów. Zaciski S1 wejść prądowych powinny być podłączone do strony źródła zasilania, a S2 do strony odbiornika. Weryfikację można przeprowadzić sprawdzając pomiar mocy czynnej – w większości typów odbiorników pasywnych moc czynna ma znak dodatni.

We wszystkich układach sieci można włączyć pomiar prądu w kanale I5. Pomiar ten jest wykonywany po włączeniu w konfiguracji **PRĄD I5**. Można ten kanał wykorzystać np. do pomiaru prądu upływu.

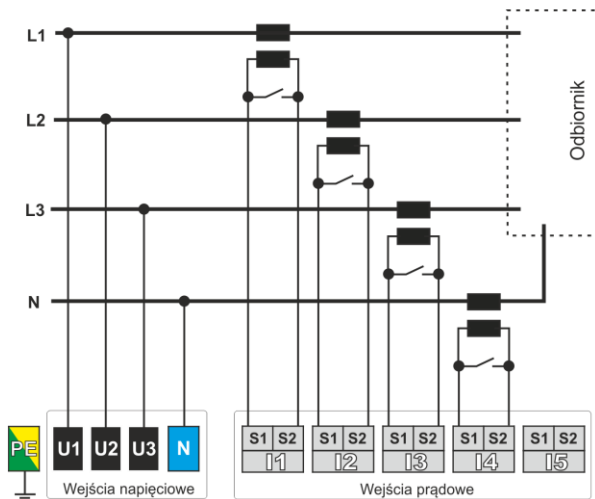
Poniższe rysunki przedstawiają schematycznie sposoby podłączenia analizatora do badanej sieci w zależności od jej typu.



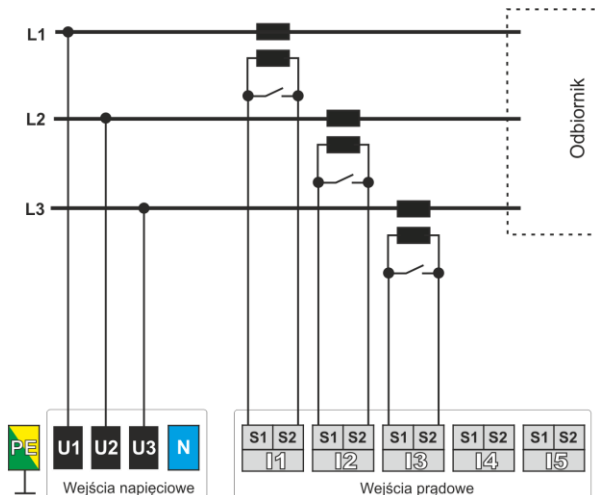
**Rys. 24. Schemat podłączenia – układ jednofazowy, bezpośrednie podłączenie napięć.**



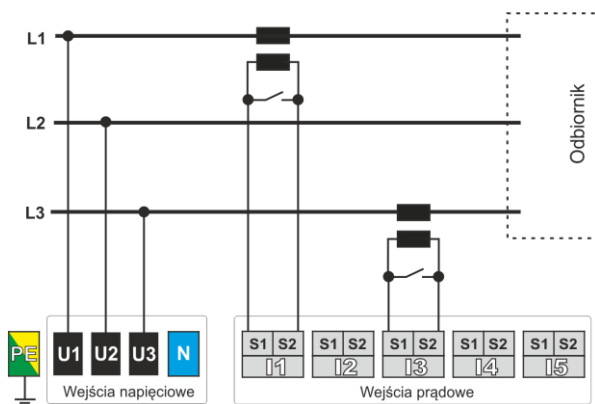
Rys. 25. Schemat podłączenia – układ dwufazowy, bezpośrednie podłączenie napięć.



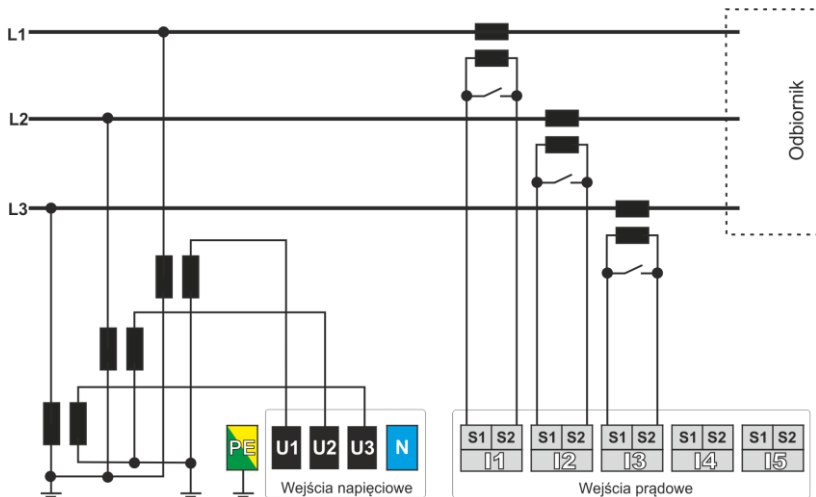
Rys. 26. Schemat podłączenia – układ 3-fazowy 4-przewodowy, bezpośrednie podłączenie napięć.



Rys. 27. Schemat podłączenia – układ 3-fazowy 3-przewodowy, bezpośrednie podłączenie napięć.



Rys. 28. Schemat podłączenia – układ 3-fazowy 3-przewodowy, metoda pomiarowa Arona.



**Rys. 29. Schemat podłączenia – układ 3-fazowy 3-przewodowy pośredni z przekładnikami napięciowymi.**



Pasmo przenoszenia przekładników jest zwykle bardzo niskie, przez co zaburzenia sieci o wysokich częstotliwościach, takie jak np. przepięcia piorunowe, są w znacznym stopniu tłumione i zniekształcone na wtórnej stronie przekładnika. Należy wziąć to pod uwagę przy korzystaniu z funkcji pomiaru transjentów w konfiguracjach z przekładnikami.

## 2.11 Zapis danych

Analizator zapisuje dane pomiarowe na karcie pamięci (w bieżącej wersji firmware – na karcie zewnętrznej), której cała dostępna przestrzeń podzielona została na trzy obszary:

- obszar danych normatywnych,
- obszar danych użytkownika,
- obszar liczników energii.

Przydział miejsca na poszczególne obszary jest konfigurowany za pomocą serwisu [www](http://www). Dodatkowo, każda z tych przestrzeni może być ustawiona w jednym z dwóch rodzajów zapisu:

- zapis kołowy, przy którym w razie braku miejsca najstarsze dane są kasowane,
- zapis liniowy, przy którym zapis danego rodzaju danych zostaje zatrzymany w przypadku wyczerpania miejsca.

Niezależnie od wybranego trybu zapisu, analizator może przechowywać dane z maksymalnie 200 dni, w przypadku przekroczenia tej liczby dane z najstarszych dni są kasowane.

Wykresy oscylogramów,  $RMS_{1/2}$ , transjentów i innych są zapisywane w obszarze danych użytkownika, nawet jeśli powiązane zdarzenia pochodzą z danych normatywnych.

## 2.12 Rejestracja normatywna

Analizator automatycznie rejestruje parametry sieci wymagane przez wybrany profil normy EN 50160. Parametry te wraz z odpowiadającym interwałem czasowym (uśredniania) wymieniono w Tab. 3.

**Tab. 3. Parametry rejestrowane dla danych normatywnych.**

Parametr	Interwał czasowy			
	10 s	10 min	15 min	2 h
częstotliwość	✓			
napięcie skuteczne		✓		
prądy skuteczne		✓		
harmoniczne napięcia		✓		
harmoniczne prądu		✓		
interharmoniczne napięcia		✓		
interharmoniczne prądu		✓		
THD-F napięcia		✓		
THD-F prądu		✓		
asymetria napięć		✓		
asymetria prądów		✓		
flicker P <sub>st</sub>		✓		
moc czynna			✓	
moc bierna Q1			✓	
moc pozorna			✓	
moc pozorna odkształcenia			✓	
energia czynna			✓	
energia bierna 4-kwadrantowa			✓	
energia pozorna			✓	
tangens $\phi$ 4-kwadrantowy			✓	
flicker P <sub>LT</sub>				✓

Oprócz wymienionych w Tab. 3 parametrów, analizator rejestruje zdarzenia zdefiniowane w normie EN 50160: zapady, wzrosty i przerwy w napięciu.



## 2.13 Zmiany konfiguracji i wielodostępowość

Analizator PQM-750 daje kilka sposobów zmiany własnych ustawień. Przez ustawienia należy rozumieć całość parametrów konfiguracyjnych analizatora zawierających:

- ustawienia ogólne analizatora (np. strefa czasowa lub język GUI), które są przechowywane w pamięci EEPROM,
- ustawienia związane z siecią Ethernet (np. adres IP, serwery NTP czy ustawienia klienta FTP), które są przechowywane w pamięci EEPROM,
- ustawienia pomiarowe (np. typ sieci, napięcie nominalne, rejestrowane parametry), przechowywane na karcie pamięci.

Kanały, którymi można zmieniać ustawienia wymieniono poniżej:

- zmiana ustawień za pomocą GUI miernika (w bardzo ograniczonym zakresie),
- zmiana ustawień za pomocą webserwera (konto admina, zakres niepełny),
- zmiana ustawień za pomocą protokołu Modbus RTU (pełny zakres ustawień),
- zmiana ustawień za pomocą protokołu Modbus TCP (pełny zakres ustawień),
- zmiana ustawień za pomocą protokołu SonelFrame (pełny zakres ustawień).

Aby zapewnić możliwość zmiany ustawień z poziomu każdego z wymienionych interfejsów konieczne stało się wprowadzenie mechanizmu transakcji zmiany ustawień jak również zabezpieczenia przed przypadkową lub nieuprawnioną ich zmianą. Transakcja zmiany ustawień składa się zawsze z następujących kroków:

- 1) krok opcjonalny – wprowadzenie PIN-u admina.
- 2) odblokowanie ustawień do modyfikacji,
- 3) zmiana parametrów konfiguracyjnych,
- 4) zablokowanie ustawień.

Każdy z kanałów w momencie odblokowania ustawień pracuje na własnej kopii ustawień, która zostaje utworzona w momencie odblokowania. Po wprowadzeniu zmian w konfiguracji następuje zablokowanie ustawień i skopiowanie ustawień z kopii do ustawień globalnych miernika.

Czas wymagany na wykonanie transakcji ustalono na 3 minuty. Jeśli do tego czasu nie zablokowano ponownie ustawień transakcja jest automatycznie zamykana a wprowadzone zmiany porzucane.

W przypadku wejścia do kreatora ustawień z poziomu GUI miernika (**USTAWIENIA**→**POMIARY**) transakcja jest również otwierana. Gdy użytkownik nie przejdzie całego kreatora w czasie 3 minut zmiany są porzucane a GUI wraca do ekranu głównego.

Aby zabezpieczyć ustawienia przed przypadkową lub nieuprawnioną zmianą wprowadzono konieczność wprowadzenia PIN-u (tożsamesgo z PIN-em użytkownika admin w GUI) przed odblokowaniem ustawień. Dotyczy to jedynie protokołów: Modbus RTU, Modbus TCP i SonelFrame.



Ponieważ w aktualnej wersji firmware'u miernika dane pomiarowe są zapisywane na zewnętrznej karcie pamięci, zmiana ustawień nie jest możliwa jeśli kartę pamięci wyjęto ze slotu. Nie ma znaczenia czy zmiany dotyczą ustawień pomiarowych czy innych.

## 2.14 Klient FTP

Analizator posiada wbudowanego klienta FTP/FTPS, który pozwala na ładowanie wyszczególnionych niżej plików na zewnętrzny serwer obsługujący wymienione protokoły. Obsługiwane są połączenia nieszyfrowane (FTP), szyfrowane (FTPS), tryby aktywny i pasywny. Konfigurację klienta FTP przeprowadza się za pomocą usługi webserwera.

Analizator pozwala na generację i przesyłanie przez FTP następujących plików:

- pliki dzienne PQDIF z 10-minutowymi danymi normatywnymi,
- pliki dzienne PQDIF z 10-sekundowymi danymi normatywnymi (częstotliwość),
- pliki dzienne PQDIF z 15-minutowymi danymi normatywnymi,
- pliki dzienne PQDIF z 2-godzinnymi danymi normatywnymi (flicker  $P_{LT}$ ),
- pliki PQDIF zdarzeń normatywnych.

Przykładowa nazwa pliku PQDIF z danymi 10-minutowymi (złożenie numeru seryjnego, daty i czasu pierwszego rekordu danych, czasu uśredniania, typu rejestracji i rodzaju danych):

*CE0026\_2024-09-11\_T\_00-10-00\_10min\_std\_trends.pqf*

Przykładowa nazwa pliku PQDIF ze zdarzeniem napięciowych typu wzrost (złożenie numeru seryjnego, daty i czasu początku zdarzenia, typu zdarzenia, typu rejestracji i rodzaju danych):

*CE0026\_2024-09-12\_T\_23-47-53-542\_VoltageSwell\_std\_event.pqf*

Ponieważ analizator rejestruje dane z podziałem na poszczególne dni zsynchronizowane z czasem UTC, kompletne dane dnia są dostępne po minięciu północy wg czasu UTC. Od tego momentu dane mogą zostać skonwertowane do formatu PQDIF i przesłane do zdalnego serwera FTP. Użytkownik w konfiguracji usługi FTP może wskazać godzinę po północy UTC, o której ma rozpocząć się ładowanie plików na serwer – można wybrać czas od 1 do 12 godzin po północy UTC, z krokiem jednej godziny.

Panel konfiguracyjny FTP pozwala na wykonanie testu połączenia, polegającego na próbie połączenia się analizatora z serwerem FTP i załadowanie małego pliku testowego. Dzięki temu użytkownik może się upewnić, że konfiguracja została przeprowadzona poprawnie. Świadczy to również o tym, że ewentualne zapory sieciowe między analizatorem a zdalnym serwerem FTP są skonfigurowane poprawnie i nie blokują ruchu FTP.

## 2.15 Modbus RTU i Modbus TCP

Analizator obsługuje protokoły Modbus RTU (interfejs fizyczny RS-485), oraz Modbus TCP (interfejs Ethernet). Za ich pomocą możliwy jest dostęp do szerokiej gamy parametrów mierzonych oraz konfiguracyjnych miernika. Udostępniane są następujące parametry:

- mierzone wartości chwilowe 10/12-okresowe (200 milisekundowe),
- mierzone wartości średnie 150/180-okresowe (3-sekundowe),
- mierzone wartości średnie 10-minutowe,
- parametry konfiguracyjne z możliwością ich zapisu.

Szczegółowe informacje na temat tych protokołów wraz z pełną listą udostępnianych rejestrów dostępne są w dedykowanej instrukcji obsługi.

## 2.16 Protokół IEC 61850

Standard IEC 61850 oparty o interfejs fizyczny Ethernet definiuje sposób wymiany informacji pomiędzy urządzeniami automatyki elektroenergetycznej w obrębie stacji elektroenergetycznych. IEC 61850 definiuje standardowy model danych oraz konwencję nazewnictwa inteligentnych urządzeń elektrycznych (w skrócie IED – ang. *Intelligent Electrical Devices*) i wspólny język do ich konfiguracji, zapewniający interoperacyjność między urządzeniami i narzędziami inżynierskimi.

PQM-750 wspiera edycję 2.1 tego standardu.

Szczegółowe informacje na temat tego protokołu wraz z opisem modelu danych są dostępne w dedykowanej instrukcji obsługi.

## 2.17 Synchronizacja czasu

### 2.17.1 Wymogi normy IEC 61000-4-30

Synchronizacja czasu analizatora do czasu uniwersalnego UTC jest wymagana przez normę IEC 61000-4-30 dla urządzeń klasy A do oznaczania danych pomiarowych. Maksymalny błąd oznaczania nie może być większy niż 20 ms dla sieci 50 Hz i 16,7 ms dla sieci 60 Hz. Takie działanie jest niezbędne, aby różne analizatory podłączone do tego samego sygnału dawały takie same odczyty. Synchronizacja z czasem uniwersalnym jest również potrzebna, gdy sieć analizatorów jest rozproszona. Gdy źródło sygnału czasu staje się niedostępne, wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego musi zapewnić dokładność pomiaru czasu lepszą niż  $\pm 1$  s na 24 godziny, jednak nawet w takich warunkach, dla zgodności z klasą A w celach porównawczych, dokładność pomiaru musi być taka jak wcześniej podana (czyli maksymalnie 1 okres sieci).

W przypadku analizatora PQM-750 są dwie możliwości aby spełnić te wymagania:

- Synchronizacja GPS przez dodanie do modułu głównego zewnętrznego modułu GPS-1,
- Synchronizacja IRIG-B przy użyciu zewnętrznego źródła sygnału IRIG-B w standardzie RS-485. Sygnał IRIG-B należy podłączyć do wejścia RS-485-2 analizatora.

W przypadku synchronizacji NTP dokładność zegara może znacząco się wahać w zależności od wybranych serwerów, konfiguracji i obciążenia sieci Ethernet. Dlatego nie można zagwarantować dla źródła NTP spełnienia wymogów dla klasy A.

### 2.17.2 Priorytetyzacja źródeł czasu

Istnieją cztery możliwe źródła czasu dla analizatora:

- GPS
- IRIG-B
- NTP
- RTC

GPS ma najwyższy priorytet, a kolejne na liście źródła mają pierwszeństwo wg kolejności na tej liście. Oznacza to, że jeśli do analizatora są podłączone lub aktywne także inne źródła czasu, pierwszeństwo ma źródło GPS, gdyż jest ono najdokładniejszym spośród nich.

W przypadku braku źródła GPS analizator przełącza się na kolejne źródło o najwyższym priorytecie: IRIG-B, następnie NTP, a w ostateczności RTC, który jest najmniej dokładny.

Należy pamiętać, że ręczne ustawienie daty i godziny, na przykład poprzez GUI analizatora, jest możliwe tylko wtedy, gdy bieżącym źródłem czasu jest RTC. Jeśli aktywne jest inne źródło czasu, nie można zmienić godziny i daty. Jedynym ustawieniem, które zawsze można zmienić, jest strefa czasowa.

Istnieje również możliwość ustawienia analizatora w tryb „tylko RTC”, w którym źródła GPS/IRIG-B/NTP są ignorowane.

### 2.17.3 Moduł GPS-1

Do modułu głównego analizatora można podłączyć moduł odbiornika GPS-1 wraz z anteną zewnętrzną, aby umożliwić dokładną synchronizację czasu wg satelitów GPS.

Czas synchronizacji GPS zależy od warunków pogodowych (chmury, opady) oraz od położenia anteny odbiorczej. Aby uzyskać najlepsze rezultaty, antena powinna zapewniać wysoką „widoczność” nieba. Aby odczytać czas z wymaganą dokładnością, odbiornik GPS musi najpierw samodzielnie określić swoje aktualne położenie geograficzne (musi „widzieć” co najmniej 4 satelity – pozycję i wysokość). Po ustaleniu pozycji i zsynchronizowaniu czasu z czasem UTC, odbiornik przechodzi w tryb śledzenia. Aby zapewnić synchronizację czasu w tym trybie wymagana jest widoczność tylko jednego satelity GPS. Jednakże, aby określić pozycję analizatora (po jego przemieszczeniu), muszą być dostępne jeszcze cztery satelity [widziane] (3 satelity, jeśli GPS nie aktualizuje danych o wysokości).

Dodatkowym ważnym powodem wydłużającym czas zsynchronizowania z czasem UTC jest konieczność odczytania informacji o sekundach przestępnych. Pakiet z tą informacją jest rozgłaszany przez satelity GPS co 12,5 minuty, co może być decydującym czynnikiem wydłużającym czas wymagany do uzyskania synchronizacji.



#### **UWAGA!**

Moduły dodatkowe należy podłączać do miernika jedynie po wyłączeniu zasilania i wyłączeniu modułu głównego. Niezastosowanie się do powyższego zalecenia może skutkować uszkodzeniem miernika.

### **2.17.4 Oznaczanie danych pomiarowych**

Analizator zapisuje rekordy pomiarowe wraz z flagą braku synchronizacji czasu. Jeśli podczas trwania całego przedziału uśredniania analizator był zsynchronizowany z czasem UTC, wtedy flaga nie jest włączona i przy analizie danych nie jest wyświetlona ikona braku synchronizacji. Brak tej ikony oznacza pełną zgodność danych zagregowanych z klasą A w aspekcie oznaczania czasowego.

W sytuacji, gdy najpierw analizator był zsynchronizowany z czasem UTC, a następnie sygnał został utracony, nie oznacza to, że analizator natychmiast utracił synchronizację zegara. W rzeczywistości przez pewien czas (może to być kilkanaście minut lub więcej) dokładność wewnętrzna pomiaru czasu jest wystarczająca do spełnienia wymogów normy IEC 61000-4-30 w części dotyczącej dokładności oznaczania czasowego danych. Dzieje się tak dlatego, że wewnętrzny zegar analizatora bardzo powoli odstraja się od czasu UTC (z powodu braku sygnału GPS), ale błąd jest nie większy niż kilka milisekund przez dłuższy okres czasu. Tak więc, mimo statusu informującego o braku sygnału GPS, dane będą dalej zapisywane bez flagi sygnalizującej brak synchronizacji z czasem UTC. Dopiero, gdy błąd osiągnie wartość graniczną, flaga ta zostanie włączona.

### **2.17.5 Resynchronizacja czasu**

Ponieważ dostępność sygnału referencyjnego do synchronizacji czasu nie jest zapewniona na stałe, konieczne jest odpowiednie zarządzanie wewnętrznym czasem w sytuacji, gdy sygnał ten staje się dostępny i różni się on od czasu odmierzanego przez analizator.

Przy braku rejestracji sytuacja jest najprostsza – po odebraniu czasu satelitarnego zegar analizatora przedstawia się automatycznie na niego bez żadnych dodatkowych uwarunkowań.

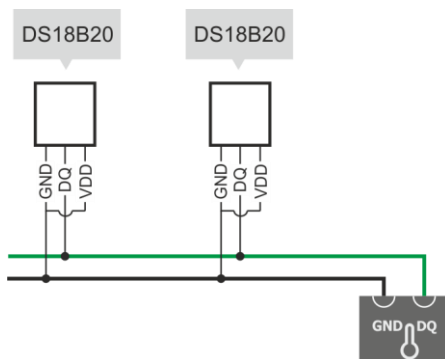
W przypadku aktywnej rejestracji, nagła zmiana czasu wewnętrznego może doprowadzić do utraty danych pomiarowych, gdy czas zostanie cofnięty, lub może powstać luka czasowa w danych, gdy czas UTC wyprzedza czas analizatora. Aby temu zapobiec, wprowadzono mechanizm powolnego dostrajania czasu wewnętrznego z czasem referencyjnym. Realizacja polega na spowolnieniu lub przyspieszeniu wewnętrznego licznika czasu, w taki sposób, aby po pewnym czasie oba zegary – wewnętrzny i referencyjny – zrównały się i osiągnęły synchronizację. Zaletą takiego rozwiązania jest fakt, że nie dojdzie do utraty lub braku ciągłości danych pomiarowych.

Aby uniknąć kłopotów związanych z pomiarem czasu podczas rejestracji, należy pamiętać o kilku sprawach:

- Analizator musi mieć poprawnie ustawioną strefę czasową i czas pokazywany na ekranie analizatora musi być możliwie zgodny z czasem lokalnym (jeśli brak sygnału referencyjnego przed uruchomieniem rejestracji).
- Jeśli jest to możliwe, należy przed uruchomieniem rejestracji odebrać sygnał GPS lub IRIG-B, aby zsynchronizować czas analizatora z czasem UTC. Zapewni to możliwie najmniejsze błędy pomiaru czasu podczas rejestracji i szybkie dostrajanie czasu w razie czasowej utraty sygnału referencyjnego.
- Aby cały pomiar był zgodny z wymogami normy IEC 61000-4-30 w aspekcie oznaczania czasu dla urządzeń klasy A, należy przed uruchomieniem rejestracji zsynchronizować zegar analizatora z czasem UTC oraz zapewnić dostępność sygnału GPS lub IRIG-B przez cały czas trwania rejestracji.

## 2.18 Konfiguracja czujników temperatury 1-Wire

Do miernika można podłączyć maksymalnie cztery czujniki temperatury 1-Wire. Czujniki łączą się ze sobą równolegle do wejść DQ i GND analizatora. Każdy z czujników posiada wewnętrzny unikalny numer seryjny zapisany w pamięci nieulotnej ROM, który służy do identyfikacji czujników na magistrali. Sposób podłączenia czujników do analizatora pokazano na Rys. 30.



Rys. 30. Podłączenie czujników 1-Wire do PQM-750.

Wartości temperatur mierzonych przez czujniki są w mierniku przyporządkowane do parametrów o nazwach T1, T2, T3, T4. Użytkownik przypisuje unikalne numery czujników, oznaczone ROM1, ROM2, ROM3, ROM4, do parametrów temperatur T1-T4. Przypisanie to przeprowadza się za pomocą interfejsu GUI miernika i opisano je niżej.

Aby przejść do konfiguracji czujników temperatury należy wybrać z menu głównego: **USTAWIENIA** → **1-WIRE**. Po podłączeniu czujników (od 1 do maksymalnie 4), należy nacisnąć przycisk **SZUKAJ**. Analizator wyszuka podłączone poprawnie czujniki i odczyta ich unikalne numery ROM1-ROM4, które zostaną wyświetlone na ekranie.

Standardowo czujnik ROM1 przyporządkowany zostaje do parametru T1, ROM2 → T2, ROM3 → T3, ROM4 → T4. Jednakże użytkownik może zmienić to przyporządkowanie. W tym celu na ekranie konfiguracji 1-wire należy nacisnąć przycisk **ZMIENŃ**, a za pomocą strzałek góra-dół można zmienić numer parametru T1-T4 przyporządkowanego do danego czujnika ROM1-ROM4.

Przycisk **USUŃ** usuwa wszystkie znalezione czujniki z listy.

Aby podejrzeć na ekranie mierzone przez czujniki temperatury w czasie rzeczywistym, można z menu głównego wybrać **POMIARY** → **1-WIRE**. Na ekranie tym wyświetlane są temperatury (w stopniach Celsjusza) skonfigurowanych czujników.

## 2.19 Wyjścia cyfrowe

Analizator posiada dwa niezależne wyjścia cyfrowe (przełącznikowe), których sposób działania może być konfigurowany przez użytkownika. Możliwe jest powiązanie działania wyjść ze zdarzeniami wymienionymi w Tab. 4. Konfigurację przeprowadza się za pomocą serwisu [www](http://www).

**Tab. 4. Lista zdarzeń, dla których można ustawić akcję zadziałania wyjść cyfrowych.**

Zdarzenie (konfiguracja użytkownika)	Kanały <sup>1)</sup> (dowolna kombinacja)
Zapad napięcia	U1, U2, U3
Wzrost napięcia	U1, U2, U3
Przerwa w napięciu	U1, U2, U3
Zmiana kształtu obwiedni	U1, U2, U3
Skoki fazy	U1, U2, U3
Przekroczenie progu maks. prądu	I1, I2, I3
Przekroczenie mocy czynnej pobranej P+	L1, L2, L3, TOT (moc całkowita)
Przekroczenie mocy czynnej oddanej P-	L1, L2, L3, TOT (moc całkowita)
Przekroczenie mocy biernej Q1	L1, L2, L3, TOT (moc całkowita)
Przekroczenie mocy pozornej S	L1, L2, L3, TOT (moc całkowita)
Przekroczenie THD-F napięcia	U1, U2, U3
Przekroczenie THD-F prądu	I1, I2, I3
Przekroczenie współczynnika mocy PF	L1, L2, L3, TOT (PF całkowity)
Przekroczenie cosφ	L1, L2, L3, TOT (cosφ całkowity)

<sup>1)</sup> W przypadku parametrów napięciowych kanały 'U1,U2,U3' oznaczają odpowiednio napięcia  $U_{1N}$ ,  $U_{2N}$ ,  $U_{3N}$  lub  $U_{12}$ ,  $U_{23}$ ,  $U_{31}$  w zależności od typu sieci.

Dla każdego z wymienionych w Tab. 4 zdarzeń można wybrać przełączniki, które mają być aktywowane. Możliwe jest wybranie jednego lub dwóch przełączników. Można również aktywować wiele zdarzeń dla każdego z przełączników.

W serwisie [www](http://www) możliwe jest skonfigurowanie akcji przełączników (niezależnie dla każdego). Możliwa jest jedynie praca impulsowa przełączników. Dostępne są następujące opcje:

- Czas trwania impulsu po wykryciu zdarzenia: od 10 ms do 1000 ms, co 10 ms, domyślnie 100 ms.
- Czas wstrzymania (nieaktywności) po wygenerowaniu impulsu: od 0 do 10 sekund, co 1 sekunda, domyślnie 2 sekundy.
- Tryb generacji impulsu: O→Z→O (styki otwarte, styki zamknięte, styki otwarte) lub Z→O→Z (styki zwarte, styki otwarte, styki zwarte).

W przypadku przełączników przelącznych (SPDT), takich jakie zastosowano w PQM-750, stan O (styki otwarte) oznaczają przełącznik wyłączony (styki w pozycji jak na naklejce na obudowie), a stan Z (styki zwarte) – przełącznik załączony.

## 2.20 Wejścia cyfrowe

Analizator wyposażony jest w dwa izolowane galwanicznie wejścia cyfrowe (dwustanowe). Stan wejść cyfrowych jest monitorowany przez analizator – aktualny stan wejść jest prezentowany m.in. na ekranie analizatora. Możliwe jest aktywowanie funkcji detekcji zdarzeń zmiany stanu obu wejść. Użytkownik może również określić aktywny stan wyzwalający (niski lub wysoki) niezależnie dla obu wejść.

## 2.21 Automatyczne wyłączenie


Analizator wyłącza się automatycznie, gdy brak jest zasilania głównego AC/DC i PoE, a akumulator jest całkowicie wyczerpany. Jeśli trwa rejestracja zostanie ona przerwana. Awaryjne wyłączenie jest sygnalizowane przez komunikat **NISKI STAN BATERII. WYŁĄCZANIE...**, po którym analizator się wyłączy. Po powrocie zasilania rejestracja zostanie wznowiona.

## 2.22 Aktualizacja firmware

W przypadku wydania nowego oprogramowania wewnętrznego (firmware) analizator można zaktualizować na dwa sposoby:

- Zdalna aktualizacja poprzez przeglądarkę internetową z wykorzystaniem wbudowanego serwera www,
- Aktualizacja za pomocą pendrive'a USB.

W przypadku zastosowania drugiej metody procedura wygląda następująco:

- Pierwszym krokiem jest zapisanie pliku aktualizacji (jest to plik o nazwie takiej jak „pqm750-update-v1.01.0.pqf”) na dysku flash USB sformatowanym w systemie plików FAT32. Inne systemy plików nie są obsługiwane. Aby przyspieszyć proces, należy usunąć inne pliki z dysku flash USB.
- Należy włożyć pendrive do portu USB analizatora. Dioda obok portu powinna się zaświecić, wskazując, że trwa operacja odczytu. Należy odczekać co najmniej 10 sekund na odcodowanie pliku przez analizator w celu sprawdzenia ważności i integralności pliku.
- Następnym krokiem jest wybranie z menu głównego **USTAWIENIA** →  → **AKTUALIZACJA**. Jeśli zostanie znaleziony nowy plik, zostanie wyświetlony komunikat z wykrytym numerem wersji. Po potwierdzeniu przyciskiem aktualizacja analizatora zostanie uruchomiona. Jeśli pojawi się komunikat o braku pliku aktualizacji, należy ponownie wybrać ekran **AKTUALIZACJA** kilka sekund później.
- Aktualizacja może potrwać do kilku minut. Następnie analizator uruchomi się ponownie. Można sprawdzić, czy aktualizacja się powiodła, sprawdzając ekran **O MIERNIKU** → **WERSJA**.

## 2.23 Serwisowe pobieranie logów systemowych

W pewnych sytuacjach może być konieczne pobranie z miernika logów systemowych. W tym celu należy przygotować pamięć Flash USB (pendrive) sformatowaną w systemie FAT32 z pustym katalogiem 'log' w głównym katalogu. Tak przygotowaną pamięć należy włożyć do gniazda USB analizatora. Jeśli podane wyżej warunki są spełnione, w katalogu 'log' zostanie nagrany plik dziennika systemowego, który można wykorzystać do analizy.

## 2.24 Bateria pastylkowa RTC

Zegar RTC w analizatorze jest podtrzymywany również wtedy, gdy analizator jest wyłączony i nie ma podłączonego zewnętrznego zasilania. W takiej sytuacji w pierwszej kolejności zegar RTC jest zasilany z wbudowanego akumulatora Li-Ion. Dopiero po jego całkowitym wyczerpaniu zasilanie RTC jest pobierane z baterii pastylkowej typu CR1025 umieszczonej w koszyczku w górnej części analizatora obok gniazda LAN2.

Napięcie tej baterii jest monitorowane przez analizator – jej status można sprawdzić z menu miernika wybierając **USTAWIENIA** → **ZASILANIE**. W wierszu **BATERIA RTC** jest wyświetlona informacja: **TAK / ROZŁADOWANA / BRAK** w zależności od stanu baterii. Na ekranie wyświetlany jest ekran z ostrzeżeniem jeśli bateria jest rozładowana lub wyjęta. Użytkownik może zaznaczyć pole **NIE POKAZUJ PONOWNIE**, aby komunikat nie był powtarzany wielokrotnie.

Aby wymienić rozładowaną baterię należy za pomocą narzędzia (np. wkrętaka) wysunąć koszyczek – płaski wkrętak o szerokości końcówki ok. 3 mm należy wsunąć do szczeliny od strony gniazda LAN2 i pociągnąć koszyczek przytrzymując palcem koszyczek z drugiej strony. Po włożeniu nowej baterii do koszyczka należy go włożyć do gniazda w mierniku, pamiętając o poprawnej orientacji koszyczka.

## 2.25 Awaryjny reset

Analizator wyposażono w przycisk sprzętowego resetu, który znajduje się pod gniazdem karty pamięci. W przypadkach awaryjnych, gdy analizator nie odpowiada i jest zawieszony, możliwe jest zrestartowanie procesora miernika za pomocą cienkiej szpilki i naciśnięcie przycisku znajdującego się pod naklejką. Opcji tej należy używać jedynie w ostateczności. Pierwsze użycie będzie wymagało przebicia naklejki. Należy włożyć szpilkę do otworu (nie głębiej niż 5 mm) i nacisnąć przycisk przez co najmniej 4 sekundy (powinien być wyczuwalny delikatny skok przycisku). Po tym czasie miernik się zrestartuje lub wyłączy w zależności o tego czy ma podłączone zasilanie zewnętrzne czy nie.



### **UWAGA!**

Zresetowanie miernika podczas jego normalnej pracy może spowodować utratę całości lub części zarejestrowanych danych. System plików na kartach pamięci może ulec uszkodzeniu.



Krótkie naciśnięcie przycisku reset powoduje reinicjalizację wyświetlacza LCD i nie powoduje resetu procesora.



## 3 Cyberbezpieczeństwo

### 3.1 Zalecenia

Ciągle rosnąca liczba urządzeń pomiarowych podłączonych do różnego rodzaju sieci infrastrukturalnych, przewodowych i bezprzewodowych, coraz większe ich możliwości, rozbudowane funkcje sterowania zewnętrznymi urządzeniami, możliwość zdalnego dostępu i konfiguracji, nierozzerwalnie wiążą się z ich większą podatnością na ataki. Wzmocnienie odporności można uzyskać drogą:

- redukcji potencjalnych podatności,
- zmniejszenia możliwych metod ataku,
- zmniejszenia funkcjonalności i uprawnień, które można wykorzystać w przypadku udanego ataku,
- zwiększenia prawdopodobieństwa wykrycia atakującego.

Poniżej przedstawiono zalecenia zwiększające odporność analizatora na ataki:

- Produkt powinien pracować w obszarze chronionym bez dostępu osób nieuprawnionych.
- Produkt powinien pracować w wyizolowanym segmencie sieci Ethernet z aktywną zaporą sieciową.
- Należy ograniczyć dostęp zdalny do urządzenia wyłącznie do bezpiecznych połączeń lokalnych lub poprzez szyfrowane połączenia VPN.
- Należy wyłączyć niezabezpieczone i nieszyfrowane protokoły komunikacyjne: Modbus RTU, Modbus TCP, IEC 61850, SonelFrame.
- Należy zabezpieczyć dostęp do interfejsu lokalnego GUI przez włączenie kodu PIN dla użytkownika 'administrator' oraz 'użytkownik'.
- Należy zabezpieczyć dostęp do serwisu www ustawiając silne hasło użytkownika 'admin'. Zalecane hasło powinno składać się co najmniej z 8 znaków, w tym co najmniej:
  - jednego znaku numerycznego
  - jednej dużej litery
  - jednej małej litery
  - jednego symbolu

### 3.2 Zarządzanie hasłami

Kod PIN użytkownika 'Admin' chroni GUI miernika przed wprowadzaniem zmian w konfiguracji analizatora przez nieuprawnione osoby. W przypadku zapomnienia tego kodu jedyną możliwością odzyskania dostępu do GUI jest użycie zamiast kodu PIN specjalnego indywidualnego 8-cyfrowego kodu odblokowującego PUK dostarczanego razem z analizatorem.

Po poprawnym wprowadzeniu kodu PUK kody PIN użytkowników 'Admin' i 'User' zostaną zdezaktywowane i zresetowane, interfejs GUI zostaje odblokowany, a następnie użytkownik może wejść w ekran ustawiania kodu PIN użytkownika 'Admin' i ustawić nowy kod PIN.

W przypadku zapomnianego hasła administratora serwisu www (użytkownik 'admin') jedyną możliwością odblokowania dostępu do serwisu jest wykorzystanie GUI miernika, wejście na ekran **USTAWIENIA** → **RESET HASŁA** i potwierdzić chęć zresetowania hasła. Po tej operacji hasło administratora serwisu www zostaje zresetowane do 'pqm'. Po ponownym zalogowaniu się do serwisu należy ustawić nowe, silne hasło stosując wytyczne z rozdz. 3.1.

### 3.3 Wykorzystywane porty TCP/UDP

Tab. 5. Wykorzystywane porty TCP/UDP

Protokół	Serwer/ Klient	TCP/ UDP	Port	Włączony domyślnie	Opis
HTTPS	serwer	TCP	443	tak	Szyfrowane połączenie do serwisu www do konfiguracji i podglądu
FTP/FTPS	klient	TCP	>1024	tak	Ładowanie plików do zdalnego serwera FTP/FTPS
NTP	klient	TCP	123	tak	Synchronizacja czasu
Modbus TCP	serwer	TCP	502 <sup>1)</sup>	nie	Komunikacja z systemem nadrzędnym za pomocą protokołu Modbus TCP
IEC 61850	serwer	TCP	102	nie	Komunikacja z systemem nadrzędnym za pomocą protokołu IEC 61850
DHCP	klient	UDP	68	nie	Dynamiczne uzyskiwanie adresu IP (Dynamic Host Configuration Protocol)
DNS	klient	UDP	53	tak	Komunikacja z serwerem DNS do tłumaczenia nazw domenowych na adresy IP
Sonelframe	serwer	TCP	4005	tak	Komunikacja z systemem nadrzędnym za pomocą protokołu Sonelframe firmy Sonel S.A.

<sup>1)</sup> Możliwość zmiany numeru portu

## 4 Budowa i metody pomiarowe

### 4.1 Wejścia napięciowe

Blok przetwarzania napięć zawiera trzy tory. Główny tor składa się z czterech kanałów pomiarowych (U1, U2, U3 i przewód neutralny N), które odniesione są do zacisku uziemienia i wykorzystywane są do większości pomiarów napięcia. Częstotliwość próbkowania tej ścieżki wynosi 81,92 kHz, a przetwornik ADC jest typu 24-bitowego. Tor ten ma jeden zakres, ze szczytowym napięciem mierzalnym  $\pm 1500$  V.

Drugi tor służy do pomiaru napięć w paśmie 8-150 kHz. Tor ten składa się z trzech kanałów (U1, U2, U3), które mają do wyboru przewód odniesienia: N lub E. Napięcia są przetwarzane przez 16-bitowy przetwornik ADC z częstotliwością próbkowania 1,024 MHz. W torze pomiarowym zastosowano filtr pasmowo-przepustowy odcinający niższe częstotliwości (poniżej kilku kHz), którego głównym celem jest odcięcie składowej podstawowej napięcia 50/60 Hz.

Trzeci tor służy do szybkiego pomiaru stanów przejściowych (dostępny, gdy zainstalowany jest dodatkowy moduł transjentów). Tor ten pozwala na pomiar napięcia szczytowego  $\pm 6$  kV w 4 kanałach z maksymalną częstotliwością próbkowania 10 MHz.

### 4.2 Wejścia prądowe

Analizator posiada pięć niezależnych izolowanych wejść prądowych o identycznych parametrach. Do każdego wejścia można podłączyć do zewnętrznych przekładników prądowych o wyjściu prądowym 5 A (możliwe są wykonania analizatora z innymi zakresami prądowymi). Tory pomiarowe podłączone są do tego samego przetwornika ADC, co główny tor pomiaru napięcia: próbkowanie 81,92 kHz i 24 bity.

### 4.3 Próbkowanie sygnału w torze głównym napięcia i prądu

Sygnał w torze głównym próbkowany jest jednocześnie we wszystkich 9 kanałach z częstotliwością zsynchronizowaną z częstotliwością napięcia zasilającego w kanale odniesienia. Częstotliwość ta wynosi 81,92 kHz dla 50 Hz i 60 Hz. Zatem pojedynczy okres sieci zawiera 1638,4 próbek dla 50 Hz i 1365,3 dla 60 Hz.

Zastosowano 24-bitowy przetwornik analogowo-cyfrowy z 64-krotnym nadpróbkowaniem.

3-decybelowe tłumienie występuje dla częstotliwości ok. 170 kHz, a błąd amplitudy dla maksymalnej częstotliwości użytkowej 15 kHz (czyli częstotliwości 256. harmonicznej dla sieci 60 Hz) wynosi około 0,1 dB.

Należy zaznaczyć, że dla prawidłowego pomiaru przesunięcia fazowego pomiędzy harmonicznymi napięciami w odniesieniu do harmonicznycy prądu oraz mocy tych harmonicznycy istotnym czynnikiem nie jest bezwzględne przesunięcie fazowe w stosunku do częstotliwości podstawowej, ale zgodność fazowa napięcia i prądu. Dla analizatora PQM-750 błąd fazy między harmonicznymi napięciami i prądu 256-rzędu wynosi mniej niż  $4^\circ$ .

Szacując błędy pomiarowe harmonicznycy mocy należy uwzględnić także dodatkowy błąd wprowadzany przez zewnętrzne przekładniki.

### 4.4 Synchronizacja PLL

Synchronizację częstotliwości próbkowania zrealizowano w sposób sprzętowo-programowy. Sygnał napięciowy po przejściu przez obwody wejściowe jest kierowany na filtr pasmowo-przepustowy, którego zadaniem jest zmniejszenie poziomu harmonicznycy i przepuszczenie jedynie składowej podstawowej napięcia. Następnie częstotliwość tego sygnału jest mierzona i służy do generacji sygnału sterującego układem pętli fazowej PLL taktującego przetwornik analogowo-cyfrowy.

Osobną kwestią jest przedział wartości napięcia wejściowego, dla którego układ PLL będzie poprawnie pracował. Norma IEC 61000-4-7 nie podaje tutaj żadnych konkretnycy wskazówek ani wymagań. Natomiast norma IEC 61000-4-30 określa przedział wartości napięcia zasilającego, w którym parametry metrologiczne nie mogą ulec pogorszeniu i dla klasy A określa go na  $10\% \dots 150\% U_{din}$ . Analizator spełnia wymagania podane wyżej odnoszące się do działania układu PLL również dla napięcia  $U_{din} \geq 100$  V, czyli ok. 10 V.

## 4.5 Pomiar częstotliwości

Sygnał do pomiaru częstotliwości sieci pobierany jest z kanału referencyjnego (może to być napięcie  $U_{1N}$ ,  $U_{2N}$ ,  $U_{3N}$ ,  $U_{12}$ ,  $U_{23}$ ,  $U_{31}$  w zależności od dostępności i typu sieci). Jest to ten sam sygnał, który służy do synchronizacji pętli PLL. Sygnał toru referencyjnego 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. Dostępna jest również częstotliwość wyznaczana w szybszym przedziale 10/12-okresowym (~200 ms).

## 4.6 Pomiar sygnałów sterujących

Analizator umożliwia monitorowanie dwóch zdefiniowanych przez użytkownika częstotliwości w zakresie do 30 kHz.

Norma IEC 61000-4-30 wymienia dwie metody pomiaru poziomu sygnału:

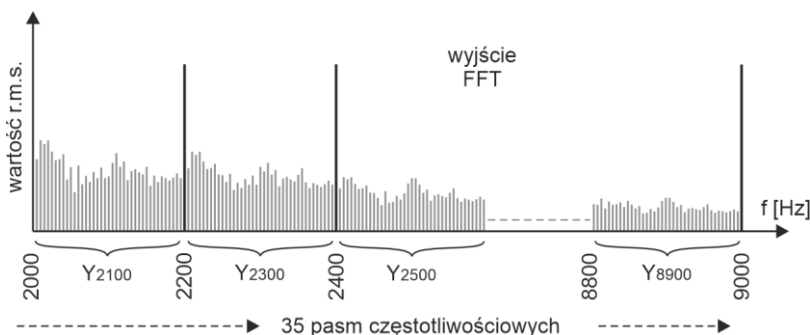
- jeden prążek widmowy, jeśli zdefiniowana przez użytkownika częstotliwość sygnału sterującego mieści się w środku prążka,
- 4 najbliższe prążki widmowe (pierwiastek z sumy kwadratów), jeśli częstotliwość nie znajduje się w środku prążka.

PQM-750 wykorzystuje obie metody i wybiera ją dynamicznie i automatycznie w zależności od aktualnej częstotliwości sieci i częstotliwości sygnału monitorowanego.

Po przekroczeniu zdefiniowanego przez użytkownika progu analizator rejestruje poziom sygnału przez określony czas (do 120 sekund). Analizator standardowo mierzy wartości średnie sygnałów dla wybranego w ustawieniach przedziału czasu (główny okres uśredniania). Podczas rejestracji zgodnie z EN 50160, dodatkowo rejestrowane są wszystkie 3-sekundowe wartości średnie dla obu częstotliwości - porównywane są z wartościami dopuszczalnymi określonymi w normie.

## 4.7 Pomiar emisji w paśmie 2 kHz do 9 kHz

Analizator umożliwia pomiar zakłóceń w paśmie częstotliwościowym od 2 kHz do 9 kHz zgodnie z wytycznymi normy IEC 61000-4-30 oraz IEC 61000-4-7. Cały ten zakres został podzielony na 35 pasm o szerokości 200 Hz każde. Dane wyjściowe do algorytmu pochodzą z wyników FFT dla torów głównych (napięcia i prądu). Z tych samych FFT są wyliczane wartości harmonicznych i interharmonicznych.



Rys. 31. Pomiar w paśmie częstotliwościowym 2-9 kHz.

Dla przykładu, dla pierwszego podpasma 200 Hz oznaczanego  $Y_{2100}$ , prążki (o szerokości ok. 5 Hz każdy) od 2005 Hz do 2200 Hz są grupowane i wyliczana jest pojedyncza wartość rms. Pokazano to na Rys. 31.

Trzydzieści pięć wartości rms jest wyliczanych dla każdego z mierzonych kanałów co 10/12-okresów sieci (ok. 200 ms). Te wartości podlegają tym samym zasadom agregacji oraz wyszukiwania wartości minimalnych i maksymalnych jak inne parametry sieci.

Dodatkowo, dla każdego okna pomiarowego (~200 ms) są wyznaczane:

- Dla każdego z kanałów wyznaczany jest prążek o największej amplitudzie,
- Spośród wszystkich kanałów znajduwany jest ten kanał, w którym wystąpił prążek o największej amplitudzie, oraz częstotliwość tego prążka.

Obie te dane są wyświetlane na ekranie "2-150 kHz" analizatora oraz są dostępne kanałami komunikacyjnymi.

Analizator udostępnia wyliczone wartości emisji 2-9 kHz: wartości bieżące 10/12-okresowe, minimalne, średnie i maksymalne w okresie uśredniania.

## 4.8 Pomiar emisji w paśmie 9 kHz do 150 kHz

Analizator posiada możliwość pomiaru zakłóceń w napięciu w paśmie od 9 kHz do 150 kHz. Metoda pomiarowa opiera się o wytyczne podane w normie IEC 61000-4-30 Ed. 3.

Trzy dedykowane tory pomiarowe wyposażone są w filtr pasmowy tłumiący składową podstawową napięcia, aby nie zmniejszała ona dynamiki w paśmie mierzonym, tj. między 9 i 150 kHz. Po przejściu przez filtr pasmowy sygnały są kierowane do dedykowanych przetworników A/C o częstotliwości próbkowania 1,024 MHz i rozdzielczości 16 bitów.

Mierzone są napięcia:

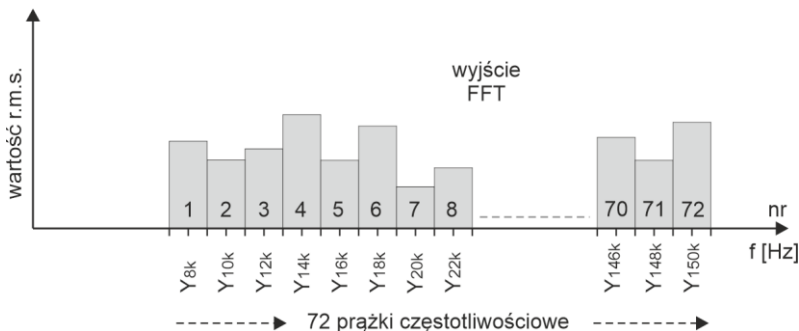
- U1-E
- U2-E
- U3-E

lub

- U1-N
- U2-N
- U3-N

w zależności od wybranego typu sieci.

Sygnały są próbkowane w oknach czasowych 500  $\mu$ s. Taka długość okien przekłada się na rozdzielczość częstotliwościową 2 kHz. Przed przekształceniem Fouriera na próbki nakładane jest okno Blackmana w celu minimalizacji efektu przecieku widma. W wyniku operacji FFT miernik wylicza wartość skuteczną 72 prążków częstotliwościowych – od 8 kHz do 150 kHz. W jednym oknie pomiarowym toru głównego trwającego ok. 200 ms, takich 500 mikrosekundowych pomiarów jest kilkadziesiąt dla każdego z trzech mierzonych kanałów.



**Rys. 32. Prążki częstotliwościowe w pomiarze pasma 9-150 kHz.**

Dla każdego z 72 prążków w oknie 10/12-okresowym (~200 ms) są wyliczane:

- Wartość skuteczna sygnału (średnia rms)
- Wartość minimalna (najmniejsza spośród pomiarów 500  $\mu$ s)
- Wartość maksymalna (największa spośród pomiarów 500  $\mu$ s)

Wyliczone średnie wartości za okno 10/12-okresowe są poddawane dalszemu uśrednieniu wg czasu uśredniania wybranego przez użytkownika.

Ponieważ rozdzielczość częstotliwościowa w tym pomiarze wynosi 2 kHz, pasma (prążki) są oznaczane liczbą parzystą częstotliwości środkowej prążka, np. prążek 8 kHz zawiera w sobie składowe od 7 do 9 kHz, prążek 10 kHz – od 9 do 11 kHz, i tak dalej, aż do prążka 150 kHz zawierającego składowe widmowe od 149 do 151 kHz.

Podobnie jak ma to miejsce dla pomiaru w paśmie 2-9 kHz, dla każdego okna pomiarowego (~200 ms) są wyznaczane:

- Dla każdego z kanałów wyznaczany jest prążek o największej amplitudzie,
- Spośród wszystkich kanałów znajduwany jest ten kanał, w którym wystąpił prążek o największej amplitudzie, oraz częstotliwość tego prążka.

Obie te dane są wyświetlane na ekranie "2-150 kHz" analizatora oraz są dostępne kanałami komunikacyjnymi.

Analizator udostępnia wyliczone wartości emisji 9-150 kHz: wartości bieżące 10/12-okresowe, minimalne, średnie i maksymalne w okresie uśredniania.

## 4.9 Detekcja zdarzeń

Analizator 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. W kolumnie „Oscylogram i  $RMS_{1/2}$ ” zaznaczono typy zdarzeń dla których możliwe jest włączenie rejestracji oscylogramów i wykresów  $RMS_{1/2}$  (lista tych zdarzeń może zostać rozszerzona w przyszłych wersjach firmware).

Tab. 6. Typy progów zdarzeń dla poszczególnych parametrów.

Parametr		Przerwa	Zapad	Wzrost	Min.	Maks.	Oscylogram i RMS <sub>1/2</sub>
U	Wartość skuteczna napięcia	✓	✓	✓		✓ <sup>(1)</sup>	✓
U <sub>obwiednia</sub>	Zmiana kształtu obwiedni					✓	✓
U <sub>skok_fazy</sub>	Skok fazy					✓	✓
RVC	Szybkie zmiany napięcia					✓	✓
U <sub>DC</sub>	Składowa stała napięcia						
f	Częstotliwość				✓	✓	
CF U	Współczynnik szczytu napięcia						
u <sub>2</sub>	Współczynnik asymetrii składowej przeciwnej napięcia					✓	
P <sub>ST</sub>	Wskaźnik migotania światła P <sub>ST</sub>					✓	
P <sub>LT</sub>	Wskaźnik migotania światła P <sub>LT</sub>					✓	
I	Wartość skuteczna prądu					✓	✓
CF I	Współczynnik szczytu prądu						
i <sub>2</sub>	Współczynnik asymetrii składowej przeciwnej prądu						
P/P+/P-	Moc czynna					✓	
Q <sub>1</sub> , Q <sub>B</sub>	Moc bierna					✓	
S	Moc pozorna					✓	
D, S <sub>N</sub>	Moc odkształcenia						
PF	Współczynnik mocy					✓	
cosφ	Współczynnik przesunięcia fazowego					✓	
tgφ	Współczynnik tangensφ (4-kwadrantowy)						
E <sub>P+</sub> , E <sub>P-</sub>	Energia czynna (pobrana i oddana)					✓	
E <sub>Q</sub>	Energia bierna (4-kwadrantowa)					✓	
E <sub>S</sub>	Energia pozorna						
THD <sub>F</sub> U	Współczynnik THD <sub>F</sub> napięcia					✓	
U <sub>h0..Uh256</sub>	Amplitudy harmoniczných napięcia						
THD <sub>F</sub> I	Współczynnik THD <sub>F</sub> prądu					✓	
I <sub>h0..Ih256</sub>	Amplitudy harmoniczných prądu						
TID <sub>F</sub> U	Współczynnik TID <sub>F</sub> napięcia						
U <sub>ih0..Uih256</sub>	Amplitudy interharmoniczných napięcia						
TID <sub>F</sub> I	Współczynnik TID <sub>F</sub> prądu						
I <sub>ih0..Iih256</sub>	Amplitudy interharmoniczných prądu						
K-Factor	Współczynnik strat w transformatorze K						
Factor K	Współczynnik redukcji obciążenia Factor K						
U <sub>R1</sub> , U <sub>R2</sub>	Sygnaly sterujące						
U <sub>t</sub>	Transjenty napięciowe (jedynie opcja „TR”)					✓	✓ <sup>(2)</sup>

<sup>(1)</sup> dotyczy napięcia U<sub>NE</sub>

<sup>(2)</sup> rejestracja wykresu transjentu i oscylogramu, brak wykresu RMS<sub>1/2</sub>.

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 progem 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.

Wybrane typy parametrów mogą generować zdarzenia, które użytkownik może wzbogacić o zapis przebiegów chwilowych (oscylogramów) oraz wartości  $RMS_{1/2}$ .

Przebiegi aktywnych kanałów (napięciowych i prądowych) są zapisywane przez analizator w momencie rozpoczęcia i zakończenia zdarzenia. Użytkownik może ustawić w konfiguracji czas rejestracji przebiegów oscylogramów (od 100 ms do maks. 60 s) i  $RMS_{1/2}$  (od 1 s do 60 s) oraz czas wyprzedzenia wyzwolenia (dla oscylogramów od 40 ms do maks. 960 ms, dla  $RMS_{1/2}$  od 0,1 s do 4,9 s). Oscylogramy są zapisywane w wybranym formacie.

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 i wykres  $RMS_{1/2}$  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. przy braku dodatkowych przekładni i wejściach analizatora 5 A histereza 2% jest równa  $0,02 \times 5 \text{ A} = 0,1 \text{ A}$ ,
- dla zdarzeń od składowej stałej napięcia i napięcia  $U_{N-E}$  histereza jest wyliczana jako procent wartości progu, ale nie mniej niż 50 mV (bez przekładników).
- 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  $0,02 \times 4,0 = 0,08$ ).

Dla zdarzeń wywołanych zmianą kształtu obwiedni, istnieje parametr wstrzymania wyrażony w sekundach (od 1 do 600 s). Określa on jak długo analizator nie będzie rejestrował kolejnych zdarzeń wywołanych zmianą kształtu obwiedni. Umożliwia to ograniczenie wyzwoleń w przypadku bardzo „niespokojnych” sieci.

## 4.9.1 Zdarzenia od zmiany kształtu obwiedni przebiegu

PQM-750 umożliwia wykrywanie zaburzeń w kształcie przebiegu napięciowego: tzw. zdarzenia od zmiany kształtu obwiedni.

W tej metodzie porównywane są ze sobą dwa sąsiednie okresy przebiegu napięciowego – wyliczana jest różnica między nimi i sprawdzana jest jej maksymalna amplituda, która następnie jest porównywana z progiem ustawionym przez użytkownika. Procentowy próg odnosi się do wartości nominalnej napięcia. Jeśli wyliczona zmiana amplitudy przekracza próg wyzwala jest zdarzenie od obwiedni. Zdarzenie to jest uznawane za zakończone jeśli przez co najmniej trzy kolejne okresy przebiegu nie wykryto przekroczenia progu tolerancji.

Funkcjonalność ta jest bardzo pomocna przy wykrywaniu wszelkich niestacjonarnych zaburzeń w sieci zasilającej. Należy pamiętać, że przy niskich wartościach progu detekcji analizator może wykryć bardzo dużą liczbę zdarzeń w krótkim przedziale czasu. Z tego też powodu użytkownik ma do dyspozycji parametr **CZAS WSTRZYMANIA** wyrażony w sekundach. Po wykryciu zdarzenia analizator blokuje



wykrywanie kolejnych zdarzeń (w danym kanale) na czas określony przez ten parametr. Można go ustawić w zakresie od 1 s do 600 s.

#### 4.9.2 Zdarzenia skoku fazy

Analizator umożliwia wykrywanie zmian fazy składowej podstawowej napięcia. Algorytm detekcji porównuje kąty składowej podstawowej napięcia dwóch lub trzech sąsiednich okresów. Jeśli różnica kątów jest większa niż ustawiony przez użytkownika próg wyrażony w stopniach kątowych, to zapisywana jest informacja o wykryciu zdarzenia wraz ze zmierzoną wartością skoku kąta fazowego. Informacja o wykrytym zdarzeniu zawiera czas wystąpienia oraz wyznaczoną wartość skoku wyrażoną w stopniach kątowych (kątem  $\varphi$  na rysunku). Możliwe jest również zapisanie oscylogramu i wykresu wartości  $RMS_{1/2}$ . Najmniejsza wartość wykrywanych skoków fazy to 1 stopień kątowy.

#### 4.9.3 Zdarzenia szybkich zmian napięcia (RVC)

Szybkie zmiany napięcia (RVC) opisano szerzej w dokumencie Jakość Zasilania - Przewodnik. Analizator umożliwia wykrywanie i rejestrację zdarzeń tego typu po włączeniu odpowiedniej opcji w konfiguracji pomiarowej. Użytkownik wprowadza następujące parametry:

- **PRÓG** – wyrażony jako procent napięcia nominalnego, określający czułość detekcji; im mniejsza wartość progu tym większa czułość i więcej zdarzeń tego typu będzie wykrywane. Typowa wartość progu to 5%  $U_{NOM}$ . Wpisana wartość progu dotyczy wartości  $\Delta U_{MAX}$  zdarzeń RVC.
- **HISTEREZA**, również wyrażona jako procent napięcia nominalnego. Musi być ona mniejsza niż próg. Im histereza jest bliższa progowi, tym węższy jest zakres zmian napięcia, który jest wymagany do uznania, że napięcie ma ponownie wartość stabilną. Typowo wartość histerezy przyjmuje się jako połowę ustawionej wartości progu.
- Jeśli użytkownik życzy sobie, aby wraz ze zdarzeniami RVC zapisywane były również przebiegi oscylograficzne oraz wykresy  $RMS_{1/2}$  napięć i prądów, to jest taka możliwość po zaznaczeniu odpowiedniej opcji w konfiguracji. Zapisywane przebiegi dotyczą jedynie początku zdarzenia RVC.

Standardowo wykrywane są zdarzenia wielofazowe. Należy przy tym zaznaczyć, że zgodnie z algorytmem podanym w IEC 61000-4-30 za zdarzenie wielofazowe uznaje się również takie zdarzenie, które wystąpiło tylko w jednej fazie („wielofazowość” należy tutaj traktować jako zjawisko „systemowe”, a nie jako wymóg występowania w wielu fazach jednocześnie).

W przypadku rejestracji na zgodność z wybranym standardem, który obejmuje również pomiar RVC, parametry RVC są brane z ustawień domyślnych danej normy.

## 4.10 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
cosφ	średnia arytmetyczna
tgφ	wyliczany jako stosunek mocy biernej do mocy czynnej (w odpowiednim kwadrancie)
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)
TID U, I	wyliczany jako stosunek średniej wartości RMS interharmonicznych do średniej wartości RMS składowej podstawowej (dla TID-F) lub stosunek średniej wartości RMS interharmonicznych do średniej wartości napięcia skutecznego (dla TID-R)
Amplitudy harmonicznych U, I	RMS
Amplitudy interharmonicznych U, I	RMS
Współczynnik K	RMS
Kąty między harmonicznymi napięciami i prądami	średnia arytmetyczna (metoda kartezjańska)
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.

## 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 $U_{A-N}$ $M = 16384$ dla sieci 50 Hz i 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 $U_{A-N}$ $M = 16384$ dla sieci 50 Hz i 60 Hz
Częstotliwość	$f_{10s}$	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 $I_A$ $M = 16384$ dla sieci 50 Hz i 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 $I_A$ $M = 16384$ dla sieci 50 Hz i 60 Hz
Moc bierna Budeanu	$Q_B$	var	$Q_B = \sum_{h=1}^{256} U_h I_h \sin \varphi_h$ gdzie $U_h$ jest $h$ -tą harmoniczną napięcia $U_{A-N}$ $I_h$ jest $h$ -tą harmoniczną prądu $I_A$ $\varphi_h$ 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 $I_A$ $\varphi_1$ 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	$D_B = \sqrt{S^2 - P^2 - Q_B^2}$
Współczynnik mocy	$PF$	-	$PF = \frac{P}{S}$ Jeśli $PF < 0$ obciążenie ma charakter generatora Jeśli $PF > 0$ obciążenie ma charakter odbiornika
Współczynnik przesunięcia fazowego	$\cos \varphi$ $DPF$	-	$\cos \varphi = DPF = \cos(\varphi_{U_1} - \varphi_{I_1})$ gdzie $\varphi_{U_1}$ jest bezwzględny kąt składowej podstawowej napięcia $U_{A-N}$ $\varphi_{I_1}$ jest bezwzględny kąt składowej podstawowej prądu $I_A$

Tangens $\varphi$ (4-kwadrantowy)	$tg\varphi_{(L+)}$	-	$tg\varphi_{(L+)} = \frac{\Delta E_{Q(L+)}}{\Delta E_{P+}}$ gdzie: $\Delta E_{Q(L+)}$ jest przyrostem energii bierniej $E_{Q(L+)}$ (Budeanu/IEEE-1459) w danym przedziale uśredniania, $\Delta E_{P+}$ jest przyrostem energii czynnej pobranej $E_{P+}$ w danym przedziale uśredniania
	$tg\varphi_{(C-)}$	-	$tg\varphi_{(C-)} = -\frac{\Delta E_{Q(C-)}}{\Delta E_{P+}}$ gdzie: $\Delta E_{Q(C-)}$ jest przyrostem energii bierniej $E_{Q(C-)}$ (Budeanu/IEEE-1459) w danym przedziale uśredniania, $\Delta E_{P+}$ jest przyrostem energii czynnej pobranej $E_{P+}$ w danym przedziale uśredniania
	$tg\varphi_{(L-)}$	-	$tg\varphi_{(L-)} = \frac{\Delta E_{Q(L-)}}{\Delta E_{P+}}$ gdzie: $\Delta E_{Q(L-)}$ jest przyrostem energii bierniej $E_{Q(L-)}$ (Budeanu/IEEE-1459) w danym przedziale uśredniania, $\Delta E_{P+}$ jest przyrostem energii czynnej pobranej $E_{P+}$ w danym przedziale uśredniania
	$tg\varphi_{(C+)}$	-	$tg\varphi_{(C+)} = -\frac{\Delta E_{Q(C+)}}{\Delta E_{P+}}$ gdzie: $\Delta E_{Q(C+)}$ jest przyrostem energii bierniej $E_{Q(C+)}$ (Budeanu/IEEE-1459) w danym przedziale uśredniania, $\Delta E_{P+}$ jest przyrostem energii czynnej pobranej $E_{P+}$ w danym przedziale uśredniania
Składowe harmoniczne napięcia i prądu	$U_{hx}$ $I_{hx}$	V A	metoda podgrup harmonicznych wg IEC 61000-4-7 x (rząd harmonicznej) = 1..256
Współczynnik zniekształceń harmonicznych napięcia odniesiony do składowej podstawowej	$THD-F U$	%	$THDF U = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^k U_h^2}}{U_1} \times 100\%$ gdzie $U_h$ jest $h$ -tą harmoniczną napięcia $U_{A-N}$ $U_1$ jest składową podstawową napięcia $U_{A-N}$ $k = 40, 50, 256$
Współczynnik zniekształceń harmonicznych napięcia odniesiony do wartości skutecznej	$THD-R U$	%	$THDR U = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^k U_h^2}}{U_{ARMS}} \times 100\%$ gdzie $U_h$ jest $h$ -tą harmoniczną napięcia $U_{A-N}$ $k = 40, 50, 256$
Współczynnik zniekształceń harmonicznych prądu odniesiony do składowej podstawowej	$THD-F I$	%	$THDF I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^k I_h^2}}{I_1} \times 100\%$ gdzie $I_h$ jest $h$ -tą harmoniczną prądu $I_A$ $I_1$ jest składową podstawową prądu $I_A$ $k = 40, 50, 256$
Współczynnik zniekształceń harmonicznych prądu odniesiony do wartości skutecznej	$THD-R I$	%	$THDR I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^k I_h^2}}{I_{ARMS}} \times 100\%$ gdzie $I_h$ jest $h$ -tą harmoniczną prądu $I_A$ $k = 40, 50, 256$
Współczynnik TDD	$TDD$	%	$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_L} \times 100\%$ gdzie $I_h$ jest $h$ -tą harmoniczną prądu $I_A$ $I_L$ jest prądem zapotrzebowanym (w trybie automatycznym) $I_L$ jest maksymalną wartością średnią składowej podstawowej prądu wyszukaną spośród wszystkich mierzonych kanałów prądowych z całego przedziału rejestracji)
Składowe interharmoniczne napięcia i prądu	$U_{ihx}$ $I_{ihx}$	V A	metoda podgrup interharmonicznych wg IEC 61000-4-7 x (rząd interharmonicznej) = 0..256 (subharmoniczna uwzględnia również prązek 5 Hz)

Współczynnik zniekształceń interharmonicznych napięcia odniesiony do składowej podstawowej	$TID-F U$	%	$TIDF U = \frac{\sqrt{\sum_{ih=0}^k U_{ih}^2}}{U_1} \times 100\%$ <p>gdzie <math>U_{ih}</math> jest <math>ih</math>-tą interharmoniczną napięcia <math>U_{A-N}</math>  <math>U_1</math> jest składową podstawową napięcia <math>U_{A-N}</math>  <math>k = 40, 50, 256</math></p>
Współczynnik zniekształceń interharmonicznych napięcia odniesiony do wartości skutecznej	$TID-R U$	%	$TIDR U = \frac{\sqrt{\sum_{ih=0}^k U_{ih}^2}}{U_{ARMS}} \times 100\%$ <p>gdzie <math>U_{ih}</math> jest <math>ih</math>-tą interharmoniczną napięcia <math>U_{A-N}</math>  <math>k = 40, 50, 256</math></p>
Współczynnik zniekształceń interharmonicznych prądu odniesiony do składowej podstawowej	$TID-F I$	%	$TIDF I = \frac{\sqrt{\sum_{ih=0}^k I_{ih}^2}}{I_1} \times 100\%$ <p>gdzie <math>I_{ih}</math> jest <math>ih</math>-tą interharmoniczną prądu <math>I_A</math>  <math>I_1</math> jest składową podstawową prądu <math>I_A</math>  <math>k = 40, 50, 256</math></p>
Współczynnik zniekształceń interharmonicznych prądu odniesiony do wartości skutecznej	$TID-R I$	%	$TIDR I = \frac{\sqrt{\sum_{ih=0}^k I_{ih}^2}}{I_{ARMS}} \times 100\%$ <p>gdzie <math>I_{ih}</math> jest <math>ih</math>-tą interharmoniczną prądu <math>I_A</math>  <math>k = 40, 50, 256</math></p>
Współczynnik szczytu napięcia	$CFU$	-	$CFU = \frac{\max U_i }{U_{ARMS}}$ <p>gdzie operator <math>\max U_i </math> wyraża największą spośród wartości bezwzględnych próbek napięcia <math>U_{A-N}</math>  <math>i = 16384</math> dla sieci 50 Hz i 60 Hz</p>
Współczynnik szczytu prądu	$CFI$	-	$CFI = \frac{\max I_i }{I_{ARMS}}$ <p>gdzie operator <math>\max I_i </math> wyraża największą spośród wartości bezwzględnych próbek prądu <math>I_A</math>  <math>i = 16384</math> dla sieci 50 Hz i 60 Hz</p>
Współczynnik strat w transformatorze K	$K\text{-Factor}$	-	$K\text{Factor} = \frac{\sum_{h=1}^k I_h^2 h^2}{I_1^2}$ <p>gdzie <math>I_h</math> jest harmoniczną <math>h</math>-tego rzędu prądu <math>I_A</math>  <math>I_1</math> jest składową podstawową prądu <math>I_A</math>  <math>k = 40, 50, 256</math></p>
Współczynnik redukcji obciążenia Factor K	$Factor K$	-	$Factor K = \sqrt{1 + \frac{e}{1+e} \left(\frac{I_1}{I}\right)^2 \sum_{h=2}^n \left(h^q \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2\right)}$ <p><math>n = 40, 50, 256</math>  Szczegóły w dokumencie Jakość Zasilania – Przewodnik.</p>
Moc czynna harmonicznej	$P_h$ $h=1..256$	W	$P_h = U_h I_h \cos \varphi_h$ <p>gdzie <math>U_h</math> jest <math>h</math>-tą harmoniczną napięcia <math>U_{A-N}</math>  <math>I_h</math> jest <math>h</math>-tą harmoniczną prądu <math>I_A</math>  <math>\varphi_h</math> jest kątem między harmonicznymi <math>U_h</math> i <math>I_h</math></p>
Moc bierna harmonicznej	$Q_h$ $h=1..256$	var	$Q_h = U_h I_h \sin \varphi_h$ <p>gdzie <math>U_h</math> jest <math>h</math>-tą harmoniczną napięcia <math>U_{A-N}</math>  <math>I_h</math> jest <math>h</math>-tą harmoniczną prądu <math>I_A</math>  <math>\varphi_h</math> jest kątem między harmonicznymi <math>U_h</math> i <math>I_h</math></p>
Krótkookresowy wskaźnik migotania światła	$P_{st}$	-	liczony wg normy IEC 61000-4-15
Długookresowy wskaźnik migotania światła	$P_{lt}$	-	$P_{LT} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N P_{STi}^3}{N}}$ <p>gdzie <math>P_{STi}</math> jest <math>i</math>-tym kolejnym krótkookresowym wskaźnikiem migotania światła</p>

<p>Energia czynna (pobrana i oddana)</p>	$E_{P+}$ $E_{P-}$	<p>Wh</p>	$E_{p+} = \sum_{i=1}^m P_+(i)T(i)$ $P_+(i) = \begin{cases} P(i) & \text{dla } P(i) > 0 \\ 0 & \text{dla } P(i) \leq 0 \end{cases}$ $E_{p-} = \sum_{i=1}^m P_-(i)T(i)$ $P_-(i) = \begin{cases}  P(i)  & \text{dla } P(i) < 0 \\ 0 & \text{dla } P(i) \geq 0 \end{cases}$ <p>gdzie:  <i>i</i> jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego  <i>P(i)</i> reprezentuje wartość mocy czynnej <i>P</i> wyliczonej w <i>i</i>-tym oknie pomiarowym  <i>T(i)</i> reprezentuje czas trwania <i>i</i>-tego okna pomiarowego w godzinach</p>
<p>Energia bierna (4-kwadrantowa)</p>	$E_{Q(L+)}$ $E_{Q(C-)}$ $E_{Q(L-)}$ $E_{Q(C+)}$	<p>varh</p>	$E_{Q(L+)} = \sum_{i=1}^m Q_{L+}(i)T(i)$ $Q_{L+}(i) = Q(i) \text{ jeśli } Q(i) > 0 \text{ i } P(i) > 0$ $Q_{L+}(i) = 0 \text{ w pozostałych przypadkach}$ $E_{Q(C-)} = \sum_{i=1}^m Q_{C-}(i)T(i)$ $Q_{C-}(i) = Q(i) \text{ jeśli } Q(i) > 0 \text{ i } P(i) < 0$ $Q_{C-}(i) = 0 \text{ w pozostałych przypadkach}$ $E_{Q(L-)} = \sum_{i=1}^m Q_{L-}(i)T(i)$ $Q_{L-}(i) =  Q(i)  \text{ jeśli } Q(i) < 0 \text{ i } P(i) < 0$ $Q_{L-}(i) = 0 \text{ w pozostałych przypadkach}$ $E_{Q(C+)} = \sum_{i=1}^m Q_{C+}(i)T(i)$ $Q_{C+}(i) =  Q(i)  \text{ jeśli } Q(i) < 0 \text{ i } P(i) > 0$ $Q_{C+}(i) = 0 \text{ w pozostałych przypadkach}$ <p>gdzie:  <i>i</i> jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego,  <i>Q(i)</i> reprezentuje wartość mocy biernej (Budeanu lub IEEE 1459) wyliczonej w <i>i</i>-tym oknie pomiarowym,  <i>P(i)</i> reprezentuje wartość mocy czynnej wyliczonej w <i>i</i>-tym oknie pomiarowym  <i>T(i)</i> reprezentuje czas trwania <i>i</i>-tego okna pomiarowego w godzinach</p>
<p>Energia pozorna</p>	$E_S$	<p>VAh</p>	$E_S = \sum_{i=1}^m S(i)T(i)$ <p>gdzie:  <i>i</i> jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego,  <i>S(i)</i> reprezentuje wartość mocy pozornej <i>S</i> wyliczonej w <i>i</i>-tym oknie pomiarowym,  <i>T(i)</i> reprezentuje czas trwania <i>i</i>-tego okna pomiarowego w godzinach</p>

## 5.2 Sieć dwufazowa

<b>Sieć dwufazowa</b> (niewymienione parametry liczone jak dla sieci jednofazowej)			
<b>Parametr</b>			<b>Sposób obliczania</b>
<b>Nazwa</b>	<b>Oznaczenie</b>	<b>Jednostka</b>	
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 $\varphi$ (4-kwadrantowy)	$tg\varphi_{tot(L+)}$	-	$tg\varphi_{tot(L+)} = \frac{\Delta E_{Q_{tot}(L+)}}{\Delta E_{P_{tot+}}}$ gdzie: $\Delta E_{Q_{tot}(L+)}$ jest przyrostem całkowitej energii biernej $E_{Q_{tot}(L+)}$ (Budeanu/IEEE-1459) w danym przedziale uśredniania, $\Delta E_{P_{tot+}}$ jest przyrostem całkowitej energii czynnej pobranej $E_{P_{tot+}}$ w danym przedziale uśredniania
	$tg\varphi_{tot(C-)}$	-	$tg\varphi_{tot(C-)} = -\frac{\Delta E_{Q_{tot}(C-)}}{\Delta E_{P_{tot+}}}$ gdzie: $\Delta E_{Q_{tot}(C-)}$ jest przyrostem całkowitej energii biernej $E_{Q_{tot}(C-)}$ (Budeanu/IEEE-1459) w danym przedziale uśredniania, $\Delta E_{P_{tot+}}$ jest przyrostem całkowitej energii czynnej pobranej $E_{P_{tot+}}$ w danym przedziale uśredniania
	$tg\varphi_{tot(L-)}$	-	$tg\varphi_{tot(L-)} = \frac{\Delta E_{Q_{tot}(L-)}}{\Delta E_{P_{tot+}}}$ gdzie: $\Delta E_{Q_{tot}(L-)}$ jest przyrostem całkowitej energii biernej $E_{Q_{tot}(L-)}$ (Budeanu/IEEE-1459) w danym przedziale uśredniania, $\Delta E_{P_{tot+}}$ jest przyrostem całkowitej energii czynnej pobranej $E_{P_{tot+}}$ w danym przedziale uśredniania
	$tg\varphi_{tot(C+)}$	-	$tg\varphi_{tot(C+)} = -\frac{\Delta E_{Q_{tot}(C+)}}{\Delta E_{P_{tot+}}}$ gdzie: $\Delta E_{Q_{tot}(C+)}$ jest przyrostem całkowitej energii biernej $E_{Q_{tot}(C+)}$ (Budeanu/IEEE-1459) w danym przedziale uśredniania, $\Delta E_{P_{tot+}}$ jest przyrostem całkowitej energii czynnej pobranej $E_{P_{tot+}}$ w danym przedziale uśredniania

<p>Całkowita energia czynna (pobrana i oddana)</p>	$\begin{matrix} E_{P_{tot+}} \\ E_{P_{tot-}} \end{matrix}$	<p>Wh</p>	$E_{P_{tot+}} = \sum_{i=1}^m P_{tot+}(i)T(i)$ $P_{tot+}(i) = \begin{cases} P_{tot}(i) & \text{dla } P_{tot}(i) > 0 \\ 0 & \text{dla } P_{tot}(i) \leq 0 \end{cases}$ $E_{P_{tot-}} = \sum_{i=1}^m P_{tot-}(i)T(i)$ $P_{tot-}(i) = \begin{cases}  P_{tot}(i)  & \text{dla } P_{tot}(i) < 0 \\ 0 & \text{dla } P_{tot}(i) \geq 0 \end{cases}$ <p>gdzie:  <i>i</i> jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego,  <i>P<sub>tot</sub>(i)</i> reprezentuje wartość całkowitej mocy czynnej <i>P<sub>tot</sub></i> wyliczonej w <i>i</i>-tym oknie pomiarowym,  <i>T(i)</i> reprezentuje czas trwania <i>i</i>-tego okna pomiarowego w godzinach</p>
<p>Całkowita energia bierna (4-kwadrantowa)</p>	$\begin{matrix} E_{Q_{tot}(L+)} \\ E_{Q_{tot}(C-)} \\ E_{Q_{tot}(L-)} \\ E_{Q_{tot}(C+)} \end{matrix}$	<p>varh</p>	$E_{Q_{tot}(L+)} = \sum_{i=1}^m Q_{L+}(i)T(i)$ $Q_{L+}(i) = Q(i) \text{ jeśli } Q(i) > 0 \text{ i } P(i) > 0$ $Q_{L+}(i) = 0 \text{ w pozostałych przypadkach}$ $E_{Q_{tot}(C-)} = \sum_{i=1}^m Q_{C-}(i)T(i)$ $Q_{C-}(i) = Q(i) \text{ jeśli } Q(i) > 0 \text{ i } P(i) < 0$ $Q_{C-}(i) = 0 \text{ w pozostałych przypadkach}$ $E_{Q_{tot}(L-)} = \sum_{i=1}^m Q_{L-}(i)T(i)$ $Q_{L-}(i) =  Q(i)  \text{ jeśli } Q(i) < 0 \text{ i } P(i) < 0$ $Q_{L-}(i) = 0 \text{ w pozostałych przypadkach}$ $E_{Q_{tot}(C+)} = \sum_{i=1}^m Q_{C+}(i)T(i)$ $Q_{C+}(i) =  Q(i)  \text{ jeśli } Q(i) < 0 \text{ i } P(i) > 0$ $Q_{C+}(i) = 0 \text{ w pozostałych przypadkach}$ <p>gdzie:  <i>i</i> jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego,  <i>Q(i)</i> reprezentuje wartość całkowitej mocy bierniej (Budeanu lub IEEE1459) wyliczonej w <i>i</i>-tym oknie pomiarowym,  <i>P(i)</i> reprezentuje wartość mocy czynnej wyliczonej w <i>i</i>-tym oknie pomiarowym  <i>T(i)</i> reprezentuje czas trwania <i>i</i>-tego okna pomiarowego w godzinach</p>
<p>Całkowita energia pozorna</p>	$E_{S_{tot}}$	<p>VAh</p>	$E_{S_{tot}} = \sum_{i=1}^m S_{tot}(i)T(i)$ <p>gdzie:  <i>i</i> jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego  <i>S<sub>tot</sub>(i)</i> reprezentuje wartość całkowitej mocy pozornej <i>S<sub>tot</sub></i> wyliczonej w <i>i</i>-tym oknie pomiarowym  <i>T(i)</i> reprezentuje czas trwania <i>i</i>-tego okna pomiarowego w godzinach</p>



### 5.3 Sieć 3-fazowa 4-przewodowa

Sieć 3-fazowa 4-przewodowa (niewymienione parametry liczone jak dla sieci jednofazowej)			
Parametr			Sposób obliczania
Nazwa	Oznaczenie	Jednostka	
Całkowita moc czynna	$P_{tot}$	W	$P_{tot} = P_A + P_B + P_C$
Całkowita moc bierna Budeanu	$Q_{Btot}$	var	$Q_{Btot} = Q_{BA} + Q_{BB} + Q_{BC}$
Całkowita moc bierna wg IEEE 1459	$Q_{I^+}$	var	$Q_{I^+} = 3U_1^+ I_1^{+*} \sin \varphi_1^{+*}$ gdzie: $U_1^+$ jest składową zgodną napięcia (składowej podstawowej) $I_1^{+*}$ jest składową zgodną prądu (składowej podstawowej) $\varphi_1^{+*}$ jest kątem między składowymi $U_1^+$ i $I_1^{+*}$
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 $\varphi$ (4-kwadrantowy)	$tg \varphi_{tot(L+)}$ $tg \varphi_{tot(C-)}$ $tg \varphi_{tot(L-)}$ $tg \varphi_{tot(C+)}$	-	zależność jak dla sieci 2-fazowej
Całkowita energia czynna (pobrana i oddana)	$E_{P+tot}$ $E_{P-tot}$	Wh	zależność jak dla sieci 2-fazowej
Całkowita energia bierna (4-kwadrantowa)	$E_{Q_{tot}(L+)}$ $E_{Q_{tot}(C-)}$ $E_{Q_{tot}(L-)}$ $E_{Q_{tot}(C+)}$	varh	zależność jak dla sieci 2-fazowej

Całkowita energia pozorna	$E_{Stot}$	VAh	$E_{Stot} = \sum_{i=1}^m S_e(i)T(i)$ <p>gdzie:  <math>i</math> jest kolejnym numerem okna pomiarowego 10/12-okresowego  <math>S_e(i)</math> reprezentuje wartość efektywnej mocy pozornej <math>S_e</math> wyliczonej w <math>i</math>-tym oknie pomiarowym  <math>T(i)</math> reprezentuje czas trwania <math>i</math>-tego okna pomiarowego w godzinach</p>
Wartość skuteczna składowej zerowej napięcia	$U_0$	V	$\underline{U}_0 = \frac{1}{3}(\underline{U}_{A1} + \underline{U}_{B1} + \underline{U}_{C1})$ $U_0 = mag(\underline{U}_0)$ <p>gdzie <math>\underline{U}_{A1}</math>, <math>\underline{U}_{B1}</math>, <math>\underline{U}_{C1}</math> są wektorami składowych podstawowych napięć fazowych <math>U_A</math>, <math>U_B</math>, <math>U_C</math>  Operator <math>mag()</math> oznacza moduł wektora</p>
Wartość skuteczna składowej zgodnej napięcia	$U_1$	V	$\underline{U}_1 = \frac{1}{3}(\underline{U}_{A1} + a\underline{U}_{B1} + a^2\underline{U}_{C1})$ $U_1 = mag(\underline{U}_1)$ <p>gdzie <math>\underline{U}_{A1}</math>, <math>\underline{U}_{B1}</math>, <math>\underline{U}_{C1}</math> są wektorami składowych podstawowych napięć fazowych <math>U_A</math>, <math>U_B</math>, <math>U_C</math>  Operator <math>mag()</math> 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	$\underline{U}_2 = \frac{1}{3}(\underline{U}_{A1} + a^2\underline{U}_{B1} + a\underline{U}_{C1})$ $U_2 = mag(\underline{U}_2)$ <p>gdzie <math>\underline{U}_{A1}</math>, <math>\underline{U}_{B1}</math>, <math>\underline{U}_{C1}</math> są wektorami składowych podstawowych napięć fazowych <math>U_A</math>, <math>U_B</math>, <math>U_C</math>  Operator <math>mag()</math> 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	$\underline{I}_0 = \frac{1}{3}(\underline{I}_{A1} + \underline{I}_{B1} + \underline{I}_{C1})$ $I_0 = mag(\underline{I}_0)$ <p>gdzie <math>\underline{I}_{A1}</math>, <math>\underline{I}_{B1}</math>, <math>\underline{I}_{C1}</math> są wektorami składowych podstawowych prądów fazowych <math>I_A</math>, <math>I_B</math>, <math>I_C</math>  Operator <math>mag()</math> oznacza moduł wektora</p>
Wartość skuteczna składowej zgodnej prądu	$I_1$	A	$\underline{I}_1 = \frac{1}{3}(\underline{I}_{A1} + a\underline{I}_{B1} + a^2\underline{I}_{C1})$ $I_1 = mag(\underline{I}_1)$ <p>gdzie <math>\underline{I}_{A1}</math>, <math>\underline{I}_{B1}</math>, <math>\underline{I}_{C1}</math> są wektorami składowych podstawowych prądów <math>I_A</math>, <math>I_B</math>, <math>I_C</math>  Operator <math>mag()</math> oznacza moduł wektora</p>

Wartość skuteczna składowej przeciwnej prądu	$I_2$	A	$I_2 = \frac{1}{3}(I_{A1} + a^2 I_{B1} + a I_{C1})$ $I_2 = \text{mag}(I_2)$ gdzie $I_{A1}$ , $I_{B1}$ , $I_{C1}$ są wektorami składowych podstawowych napięć fazowych $I_A$ , $I_B$ , $I_C$ Operator $\text{mag}()$ oznacza moduł wektora
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 3-fazowa 3-przewodowa

<b>Sieć 3-fazowa 3-przewodowa</b>			
(parametry: napięcie i prąd skuteczny, składowe stałe napięć, 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 Arona)	$I_2$	A	$I_2 = -(I_1 + I_3)$
Całkowita moc czynna	$P_{tot}$	W	$P_{tot} = \frac{1}{M} \left( \sum_{i=1}^M U_{iAC} I_{iA} + \sum_{i=1}^M U_{iBC} I_{iB} \right)$ 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 $I_B$ $M = 16384$ dla sieci 50 Hz i 60 Hz
Całkowita moc pozorna	$S_e$	VA	$S_e = 3U_e I_e$ , gdzie: $U_e = \sqrt{\frac{U_{AB}^2 + U_{BC}^2 + U_{CA}^2}{9}}$ $I_e = \sqrt{\frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3}}$
Całkowita moc bierna (Budeanu i IEEE 1459)	$Q_{Btot}$	var	$Q = N = \text{sign} \sqrt{S_e^2 - P^2}$ gdzie $\text{sign}$ jest równe 1 lub -1. Znak jest wyznaczany na podstawie kąta przesunięcia fazowego między unormowanymi składowymi symetrycznymi zgodnymi napięć i prądów.
Całkowita moc odkształcenia Budeanu	$D_{Btot}$	var	$D_{Btot} = 0$
Efektywna moc pozorna odkształcenia	$S_{eN}$	VA	$S_{eN} = \sqrt{S_e^2 + S_{e1}^2}$ , gdzie $S_{e1} = 3U_{e1} I_{e1}$ $U_{e1} = \sqrt{\frac{U_{AB1}^2 + U_{BC1}^2 + U_{CA1}^2}{9}}$ $I_{e1} = \sqrt{\frac{I_{A1}^2 + I_{B1}^2 + I_{C1}^2}{3}}$

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

## 6 Dane techniczne

- Dane techniczne mogą ulec zmianie bez wcześniejszego powiadomienia. Najnowsze wydania dokumentacji technicznej są dostępne na stronie internetowej producenta.
- Niepewność podstawowa jest niepewnością urządzenia pomiarowego w warunkach odniesienia podanych w Tab. 7.
- Podane niepewności dotyczą analizatora bez dodatkowych przekładników.
- Wymagany czas nagrzewania do osiągnięcia deklarowanych niepewności: min. 30 minut.
- Skróty:
  - w.m. - wartość mierzona wzorcowa,
  - $U_{din}$  (ang. *declared input voltage*) – wartość uzyskana przez podzielenie napięcia nominalnego  $U_{nom}$  przez przekładnię napięciową.
  - $I_{rin}$  (ang. *rated input current*) – wartość uzyskana przez podzielenie prądu nominalnego  $I_{nom}$  przez przekładnię prądową. Dla PQM-750 wyposażonego w wejścia prądowe 5 A  $I_{rin}$  jest równe 5 A.
  - $I_{max}$  – maksymalny dopuszczalny prąd ciągły. Dla PQM-750  $I_{max} = 4 \times I_{rin}$ .
  - $U_{nom}$  – wartość nominalna napięcia (z uwzględnieniem przekładników),
  - $I_{nom}$  – zakres nominalny prądu (z uwzględnieniem przekładników),
  - RMS – wartość skuteczna,
  - n – rząd harmonicznej,
  - c.z. – cyfry znaczące – w odniesieniu do rozdzielczości wyniku pomiaru oznacza zapis wartości z podaną liczbą cyfr znaczących, np. rozdzielczość dla napięcia 230 V i 4 c.z. będzie równa 0,1V (zapis 230,0 V); rozdzielczość dla prądu 5 A i 4 c.z. będzie 0,001A (zapis 5,000 A).
  - $\delta_{ph}$  – niepewność dodatkowa od błędu pomiaru fazy między harmonicznymi napięciami i prądami

### 6.1 Wejścia napięciowe

Wejścia napięciowe	
Liczba wejść	5 – U1, U2, U3, N, E (uziemienie), 4 kanały pomiarowe
Maksymalne napięcie wejściowe względem ziemi	1000 V <sub>RMS</sub> , 40...70 Hz lub DC
Kategoria pomiarowa	CAT IV 300 V / CAT III 600 V / CAT II 1000 V (do 2000 m n.p.m.) CAT III 300 V / CAT II 600 V (od 2000 m do 4000 m n.p.m.)
Szczytowe napięcie wejściowe (bez obcinania sygnału)	±1500 V
Analogowe pasmo przenoszenia (tor główny; -3 dB)	170 kHz
Przekładnia	definiowana przez użytkownika
Impedancja wejść pomiarowych (do zacisku uziemienia)	6 M $\Omega$    15 pF
CMRR	>70 dB (50 Hz)

## 6.2 Wejścia prądowe

Wejścia prądowe	
Liczba wejść	5 (I1...I5)
Typ wejść	Izolowane, różnicowe (transformator prądowy)
Kategoria pomiarowe	CAT IV 150V / CAT III 300V
Nominalny zakres prądowy $I_{nom}$	5 A <sub>RMS</sub>
Maksymalny dopuszczalny prąd ciągły	20 A <sub>RMS</sub>
Prąd szczytowy (bez obcinania sygnału)	±70 A
Dopuszczalne przeciążenia	ciągłe: 20 A <sub>RMS</sub> < 10 s: 50 A <sub>RMS</sub> < 1 s: 200 A <sub>RMS</sub>
Analogowe pasmo przenoszenia (-3 dB)	170 kHz
Impedancja wejściowa (zaciski S1-S2)	≤ 4 mΩ
Przekładnia	definiowana przez użytkownika

## 6.3 Próbkiwanie toru głównego i zegar RTC

Próbkiwanie i RTC	
Przetwornik A/C (tor główny)	24-bit , 9 kanałów
Szybkość próbkiwania	81,92 kHz dla 50 Hz i 60 Hz Jednoczesne próbkiwanie we wszystkich kanałach
Próbek na okres sieci	1638,4 dla 50 Hz; 1365,3 dla 60 Hz
Synchronizacja PLL	40..70 Hz
Kanał odniesienia dla PLL	U1 (domyślnie; możliwość przełączania na inne kanały)
Zegar czasu rzeczywistego (RTC)	±3,5 ppm maks. (ok. ±9 sekund / miesiąc) w zakresie temperatur otoczenia -20°C...+55°C

## 6.4 Moduł transjentów (opcjonalny)

Moduł wykrywania transjentów	
Liczba kanałów wejściowych	4 (U1-E, U2-E, U3-E, N-E)
Szczytowe napięcie wejściowe (bez obcinania)	± 6000 V
Analogowe pasmo przenoszenia (-3 dB)	2,5 MHz
Przetwornik A/C	4-kanałowy, 12-bitowy, jednoczesne próbkiwanie we wszystkich kanałach
Częstotliwość próbkiwania	10 MHz, 5 MHz, 1 MHz, 500 kHz, 100 kHz (wybierane przez użytkownika)
Czas rejestracji przebiegu	od 2000 do 20000 próbek (od 200 μs do 200 ms, w zależności od nastaw)
Czas wyprzedzenia wyzwolenia (pretrigger)	od 10% do 90% czasu rejestracji
Metoda detekcji	- amplitudowa (50 V...5000 V) - szybkość narostu (dV/dt; od 100 V/500 μs do 100 V/5 μs)
Czas martwy	3 s

## 6.5 Mierzone parametry - dokładności, rozdzielczości i zakresy

### 6.5.1 Warunki odniesienia

Tab. 7. Warunki odniesienia do testowania wg IEC 62586-1.

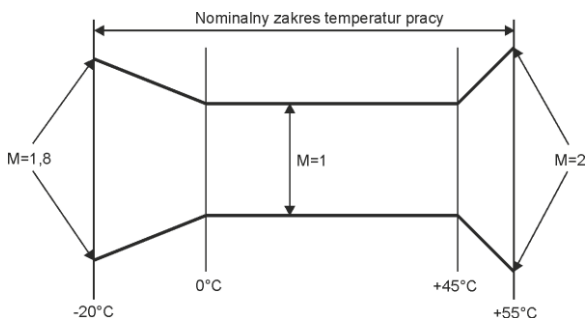
Warunki odniesienia	
Temperatura otoczenia	23°C ±2°C
Wilgotność względna	40...60%
Zewnętrzne napięcie zasilania	w zakresie nominalnym ±1%
Migotanie światła (flicker)	$P_{st} < 0,1$
Asymetria napięcia	100% ±0,5% $U_{din}$ we wszystkich fazach
Zewnętrzne ciągle pole magnetyczne	≤ 40 A/m (stałe) ≤ 3 A/m (zmiennie) dla częstotliwości 50/60 Hz
Składowa stała napięcia i prądu	zerowa
Przebiegi	sinusoidalne
Częstotliwość	50 Hz ±0,5 Hz lub 60 Hz ±0,5 Hz
Harmoniczne	0% do 3% $U_{din}$
Interharmoniczne	0% do 0,5% $U_{din}$

### 6.5.2 Niepewność pomiaru w zależności od temperatury otoczenia

Niepewność podstawowa podana w danych technicznych jest gwarantowana w temperaturze odniesienia podanej w Tab. 7. Poza tym zakresem, maksymalna odchyłka pomiaru spowodowana przez zmianę temperatury nie może być większa niż niepewność podstawowa przemnożona przez dodatkowy mnożnik M, który podano na Rys. 33. Rysunek ten przedstawia wykres mnożnika M w zależności od temperatury otoczenia w zakresie nominalnych temperatur pracy. Mnożnik przyjmuje wartość 1,0 w zakresie temperatur 0°C...+45°C. Powyżej +45°C aż do +55°C mnożnik rośnie liniowo aż do wartości 2,0. Poniżej temperatury 0°C (aż do -20°C) mnożnik rośnie liniowo do wartości 1,8.

Przykład: Niepewność podstawowa pomiaru napięcia RMS wynosi ±0,1%  $U_{din}$ . Niepewność pomiaru referencyjnego wykonanego w warunkach referencyjnych musi mieścić się w zakresie ±0,1%  $U_{din}$ . Następnie, gdy temperatura otoczenia się zmienia, pomiar może się odchylić maksymalnie o:

- przy -20°C może się zmienić maksymalnie o ±0,18%  $U_{din}$  (mnożnik 1,8)
- przy -10°C może się zmienić maksymalnie o ±0,14%  $U_{din}$  (mnożnik 1,4)
- przy 0°C może się zmienić maksymalnie o ±0,1%  $U_{din}$  (mnożnik 1,0)
- przy +45°C może się zmienić maksymalnie o ±0,1%  $U_{din}$  (mnożnik 1,0)
- przy +55°C może się zmienić maksymalnie o ±0,2%  $U_{din}$  (mnożnik 2,0)



Rys. 33. Mnożnik odchyłki pomiarowej w zależności od temperatury otoczenia.

### 6.5.3 Napięcie skuteczne

Parametr	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
$U_{RMS}$ (AC+DC)	$10\% U_{din} \leq U_{RMS} \leq 150\% U_{din}$ dla $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	4 c.z.	$\pm 0,1\% U_{din}$

### 6.5.4 Współczynnik szczytu napięcia

Parametr	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
CF U	1...6,5 dla $64 V \leq U_{din} \leq 230 V$  1...1,65 dla $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	0,01	$\pm 5\%$

### 6.5.5 Prąd skuteczny

Parametr	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
$I_{RMS}$ (AC)	$I_{RMS} \leq 1\% I_{rin}$	4 c.z.	$\pm 0,01\% I_{rin}$
	$1\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq 5\% I_{rin}$		$\pm 0,4\%$
	$5\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq 400\% I_{rin}$		$\pm 0,2\%$

### 6.5.6 Współczynnik szczytu prądu

Parametr	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
CF I	1...10 dla $1\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq 100\% I_{rin}$	0,01	$\pm 5\%$

### 6.5.7 Częstotliwość

Parametr	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
$f_{10s}$ pomiar 10-sekundowy	40...70 Hz $10\% U_{din} \leq U_{RMS} \leq 150\% U_{din}$ $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	0,001 Hz	$\pm 0,01$ Hz

### 6.5.8 Harmoniczne napięcia, THD U

Parametr	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
Amplituda $U_{hRMS}$  Rząd harmonicznej 0...256	$U_{RMS} \leq 120\% U_{din}$ dla $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	4 c.z.	$\pm 0,05\% U_{din}$ jeśli w.m. $< 1\% U_{din}$ $\pm 5\%$ jeśli w.m. $\geq 1\% U_{din}$  podgrupy harmoniczne wg IEC 61000-4-7, klasa I
THD-F $U_{50}$ THD-R $U_{50}$ (harmoniczne 1...50)	0 %...20%  $80\% U_{din} \leq U_{RMS} \leq 120\% U_{din}$ dla $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	0,01%	$\pm 0,3\%$ (niepewność bezwzględna)



## 6.5.9 Harmoniczne prądu, THD I, TDD, K-Factor, Factor K

Parametr	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
Amplituda $I_{HRMS}$ Rząd harmonicznnej 0...256	$I_{RMS} \leq 120\% I_{rin}$	4 c.z.	$\pm 0,15\% I_{rin}$ jeśli w.m. $< 3\% I_{rin}$ $\pm 5\%$ jeśli w.m. $\geq 3\% I_{rin}$  podgrupy harmoniczne wg IEC 61000-4-7, klasa I
THD-F $I_{50}$ THD-R $I_{50}$ (harmoniczne 1...50)	0 %...100% $10\% I_{rin} \leq I_{RMS} < I_{rin}$	0,01%	$\pm 0,3\%$ (niepewność bezwzględna)
THD-F $I_{256}$ THD-R $I_{256}$ (harmoniczne 1...256)	100 %...200% $10\% I_{rin} \leq I_{RMS} < I_{rin}$	0,01%	$\pm 0,3\% \times THD/100$ (niepewność bezwzględna)
TDD (n = 2..256)	0 %...100% $10\% I_{rin} \leq I_L < I_{rin}$	0,01%	$\pm 0,3\%$ (niepewność bezwzględna)
K-Factor (harmoniczne 1...50)	1...50 dla $I_{RMS} \geq 1\% I_{rin}$	0,01	$\pm 10\%$
Factor K (harmoniczne 1...50)  Konfigurowalne parametry e i q.	1...50 dla $I_{RMS} \geq 1\% I_{rin}$	0,01	$\pm 10\%$

## 6.5.10 Kąty między harmonicznymi napięcia i prądu

Parametr	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Częstotliwość nominalna	Niepewność podstawowa
$\Phi_{HUI}$	-180°...+180°  $80\% U_{din} \leq U_{RMS} < 150\% U_{din}$ $10\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq I_{rin}$ $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$  rząd n $\leq 256$	0,1 °	50 Hz	$\leq 0,05^\circ$ dla n = 1 $\leq 1^\circ$ dla $2 \leq n \leq 60$ $\leq 4^\circ$ dla $61 \leq n \leq 256$
			60 Hz	$\leq 0,05^\circ$ dla n = 1 $\leq 1^\circ$ dla $2 \leq n \leq 50$ $\leq 4^\circ$ dla $51 \leq n \leq 256$

## 6.5.11 Interharmoniczne napięcia, TID U

Parametr	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
Amplituda $U_{iHRMS}$ Rząd interharmonicznnej 0...256  Interharmoniczna rzędu zerowego zawiera również prązków 5 Hz	$U_{RMS} \leq 120\% U_{din}$ dla $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	4 c.z.	$\pm 0,05\% U_{din}$ jeśli w.m. $< 1\% U_{din}$ $\pm 5\%$ jeśli w.m. $\geq 1\% U_{din}$  podgrupy interharmoniczne wg IEC 61000-4-7, klasa I
TID-F $U_{50}$ TID-R $U_{50}$ (interharmoniczne 0...50)	0 %...20%  $80\% U_{din} \leq U_{RMS} \leq 120\%$ $U_{din}$ dla $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	0,01%	$\pm 0,3\%$ (niepewność bezwzględna)
TID-F $U_{256}$ TID-R $U_{256}$ (interharmoniczne 0...256)			

## 6.5.12 Interharmoniczne prądu, TID I

Parametr	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
Amplituda $I_{HRMS}$ Rząd interharmonicznej 0...256 Interharmoniczna rzędu zerowego zawiera również prązków 5 Hz	$I_{RMS} \leq 120\% I_{rin}$	4 c.z.	$\pm 0,15\% I_{rin}$ jeśli w.m. < 3% $I_{rin}$ $\pm 5\%$ jeśli w.m. $\geq 3\% I_{rin}$ podgrupy interharmoniczne wg IEC 61000-4-7, klasa I
TID-F $I_{50}$ TID-R $I_{50}$ (interharmoniczne 0...50) TID-F $I_{256}$ TID-R $I_{256}$ (interharmoniczne 0...256)	0 %...20% $10\% I_{rin} \leq I_{RMS} < I_{rin}$	0,01%	$\pm 0,3\%$ (niepewność bezwzględna)

## 6.5.13 Moc i energia czynna

Parametr	Warunki ( $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$ )	Power Factor / $\cos \varphi$	Niepewność podstawowa
Moc czynna P Energia czynna $E_P$	$I_{min} \leq I_{RMS} < 5\% I_{rin}$	1	$\pm 0,4\%$
	$5\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq I_{max}$	1	$\pm 0,2\%$
IEC 62053-22 klasa 0,2S	$2\% I_{rin} \leq I_{RMS} < 10\% I_{rin}$	0,5 indukcyjny 0,8 pojemnościowy	$\pm 0,5\%$
	$10\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq I_{max}$	0,5 indukcyjny 0,8 pojemnościowy	$\pm 0,3\%$
$I_{min} = 0,05 A$ $I_{rin} = 5 A$ $I_{max} = 20 A$	$10\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq I_{max}$	0,25 indukcyjny 0,5 pojemnościowy	$\pm 0,5\%$

## 6.5.14 Moc i energia bierna

Parametr	Warunki ( $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$ )	$\sin \varphi$ (indukcyjny pojemnościowy)	lub	Niepewność podstawowa
Moc bierna Q1 Energia bierna $E_{Q1}$	$I_{min} \leq I_{RMS} < 5\% I_{rin}$	1		$\pm 1,0\%$
	$5\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq I_{max}$	1		$\pm 0,5\%$
IEC 62053-24 klasa 0,5S	$5\% I_{rin} \leq I_{RMS} < 10\% I_{rin}$	0,5		$\pm 1,0\%$
	$10\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq I_{max}$	0,5		$\pm 0,5\%$
$I_{min} = 0,05 A$ $I_{rin} = 5 A$ $I_{max} = 20 A$	$10\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq I_{max}$	0,25		$\pm 1,0\%$

## 6.5.15 Moc i energia pozorna

Parametr	Warunki ( $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$ )	Niepewność podstawowa
Moc pozorna S Energia pozorna $E_S$	$2\% I_{rin} \leq I_{RMS} < 5\% I_{rin}$	$\pm 0,4\%$
$I_{rin} = 5 A$ $I_{max} = 20 A$	$5\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq I_{max}$	$\pm 0,2\%$

### 6.5.16 Współczynnik przesunięcia fazowego (cosφ/DPF) i współczynnik mocy (PF)

Parametr	Warunki	Niepewność podstawowa
cosφ / DPF PF	64 V ≤ U <sub>din</sub> ≤ 690 V 50% U <sub>din</sub> ≤ U <sub>RMS</sub> < 150% U <sub>din</sub>	±0,05
klasa dokładności 0,5	10% I <sub>rin</sub> ≤ I <sub>RMS</sub> ≤ I <sub>max</sub> (0,5 A ≤ I <sub>RMS</sub> ≤ 20 A)	
I <sub>rin</sub> = 5 A I <sub>max</sub> = 20 A	cosφ  ≥ 0,5  PF  ≥ 0,5	

### 6.5.17 Moce czynne i bierne harmonicznych

Parametr	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa <sup>(1)</sup>
Moce czynne i bierne harmonicznych	80% U <sub>din</sub> ≤ U <sub>RMS</sub> < 150% U <sub>din</sub> 5% I <sub>rin</sub> ≤ I <sub>RMS</sub> ≤ I <sub>rin</sub> 64 V ≤ U <sub>din</sub> ≤ 690 V  rzęd h ≤ 256	4 c.z.	± √(δ <sub>p1</sub> <sup>2</sup> + δ <sub>ph</sub> <sup>2</sup> ) % dla mocy czynnych harmonicznych ± √(δ <sub>Q1</sub> <sup>2</sup> + δ <sub>ph</sub> <sup>2</sup> ) % dla mocy biernych harmonicznych  gdzie: δ <sub>p1</sub> – niepewność podstawowa pomiaru mocy czynnej (przebiegi sinusoidalne), δ <sub>Q1</sub> – niepewność podstawowa pomiaru mocy biernej (przebiegi sinusoidalne), δ <sub>ph</sub> – niepewność wynikająca z kąta przesunięcia między harmonicznymi napięciami i prądem

(1) Zobacz rozdział 6.5.18.

### 6.5.18 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: δ<sub>p,Q</sub> – niepewność pomiaru mocy czynnej lub biernej,  
δ<sub>U<sub>h</sub></sub> – sumaryczna niepewność pomiaru amplitudy harmonicznej napięcia (analizator, przekładniki, cęgi),  
δ<sub>I<sub>h</sub></sub> – sumaryczna niepewność pomiaru amplitudy harmonicznej prądu (analizator, przekładniki, cęgi),  
δ<sub>ph</sub> – niepewność dodatkowa wynikająca z błędów pomiaru fazy między harmonicznymi napięciami i prądem.

Niepewność δ<sub>ph</sub> można wyznaczyć jeśli znany jest kąt przesunięcia fazowego dla interesującego nas zakresu częstotliwości. W Tab. 8 przedstawiono błąd różnicy faz między harmonicznymi napięciami i prądem dla analizatorów (bez cęgów i przekładników).

**Tab. 8. Błąd fazy analizatora PQM-750 w zależności od częstotliwości.**

Zakres częstotliwości	50/60 Hz	100...3000 Hz	3001..15360 Hz
Błąd	$\leq 0.05^\circ$	$\leq 1^\circ$	$\leq 4^\circ$

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 błędów fazy dla mocy czynnej harmonicznym 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 bierniej harmonicznym 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  $\varphi$  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 błędów fazy, bardzo wyraźnie zależy od współczynnika przesunięcia fazowego między prądem i napięciem. Pokazano to na Rys. 34.

#### Przykład

Obliczenie niepewności pomiaru mocy czynnej harmonicznej 15-tej.

Warunki:  $\varphi = 60^\circ$  ( $\cos\varphi=0,5$ ),  $U_{RMS} \cong U_{din}$ ,  $I_{RMS} = 5\% I_{rin}$ .

Niepewność podstawowa wynosi  $\pm \sqrt{0,5^2 + \delta_{ph}^2} \%$ .

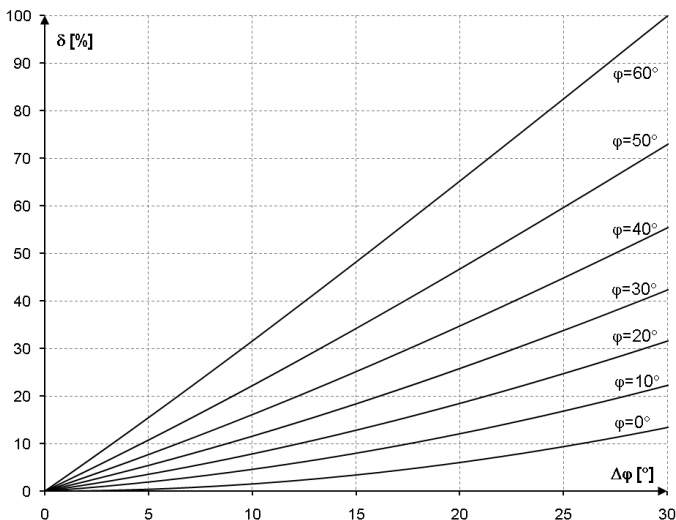
Dla częstotliwości 750 Hz (15-ta harmoniczna przy  $f_{nom} = 50$  Hz) błąd fazy analizatora wynosi nie więcej niż  $1,0^\circ$ . Po podstawieniu do zależności:

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

zatem niepewność pomiaru wyniesie:

$$\delta = \pm \sqrt{0,5^2 + 3,04^2} = \pm 3,08\%$$

Powyższe wyliczenia nie uwzględniają błędów dodatkowych wprowadzanych przez zewnętrzne przekładniki.



Rys. 34. Niepewność dodatkowa od błędu fazy w zależności od kąta przesunięcia fazowego.

### 6.5.19 Migotanie światła (flicker)

Parametr	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
$P_{st}$ (10 min.) $P_{It}$ (2 h)  Klasa F1 wg IEC 61000-4-15	0,2...10 80% $U_{din} \leq U_{RMS} < 150\% U_{din}$ 64 V $\leq U_{din} \leq 690$ V	0,01	±5% w obrębie wartości stabilizowanych w normie IEC 61000-4-15

### 6.5.20 Asymetria

Parametr	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
Współczynnik asymetrii składowej przeciwnej $u_2$ Współczynnik asymetrii składowej zgodnej $u_0$	0,0%...20,0% dla 80% $U_{din} \leq U_{RMS} < 150\% U_{din}$ 64 V $\leq U_{din} \leq 690$ V	0,1%	±0,15% (niepewność bezwzględna)

### 6.5.21 Sygnały sterujące

Parametr	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
Amplituda sygnału sterującego $U_{R1}, U_{R2}$	5 Hz $\leq f_R \leq 30000$ Hz	4 c.z.	±0,15% $U_{din}$ jeśli 1% $U_{din} \leq U_R < 3\% U_{din}$ ±5% jeśli 3% $U_{din} \leq U_R \leq 15\% U_{din}$

### 6.5.22 Transjenty

Parametr	Zakres i warunki	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
Transjenty napięciowe	±6000 V	4 c.z.	±(5% + 25 V)

### 6.5.23 Emisje w paśmie 2 kHz do 9 kHz

Parametr	Zakres i warunki	Niepewność podstawowa
Amplituda $U_{xkHz}$ $x=2100$ do $8900$ co $200$ 35 prążków	Pojedynczy prążek o częstotliwości w zakresie 2-9 kHz będącej wielokrotnością 200 Hz $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	$\pm 0,1\% U_{din}$ jeśli w.m. $< 2\% U_{din}$ $\pm 5\%$ jeśli w.m. $\geq 2\% U_{din}$

### 6.5.24 Emisje w paśmie 8 kHz do 150 kHz

Parametr	Zakres i warunki	Niepewność podstawowa
Amplituda $U_{xkHz}$ $x=8$ do $150$ co $2$ 72 prążki	Pojedynczy prążek o częstotliwości w zakresie 8-150 kHz będącej wielokrotnością 2 kHz Maks. $100 V_{rms}$ $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	$\pm(5\% \text{ w.m.} + 0,1V)$

## 6.6 Detekcja zdarzeń

### 6.6.1 Zapady, wzrosty, przerwy

Parametr	Zakres	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
Napięcie wzrostu Napięcie resztkowe	$0,0\% \dots 150,0\% U_{din}$	4 c.z.	$\pm 0,2\% U_{din}$
Czas trwania zdarzenia	hh:mm:ss.ms	Pół okresu	Jeden okres
Progi detekcji	Ustawiane przez użytkownika w procentach $U_{din}$ lub wartościach bezwzględnych. Wykrywanie zdarzenia oparte na pomiarze $U_{RMS(1/2)}$ (wartość skuteczna 1-okresowa odświeżana co $\frac{1}{2}$ okresu).		

### 6.6.2 Szybkie zmiany napięcia (RVC)

Parametr	Zakres	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
$\Delta U_{SS}$ $\Delta U_{MAX}$	$0,0\% \dots 150,0\% U_{din}$	4 c.z.	$\pm 0,2\% U_{din}$
Czas trwania zdarzenia	hh:mm:ss.ms	Pół okresu	Jeden okres
Próg detekcji	Ustawiany przez użytkownika w procentach $U_{din}$ . Wykrywanie zdarzenia oparte na pomiarze $U_{RMS(1/2)}$ (wartość skuteczna 1-okresowa odświeżana co $\frac{1}{2}$ okresu).		

### 6.6.3 Prąd skuteczny (min., maks.)

Parametr	Zakres	Rozdzielczość	Niepewność podstawowa
$I_{MIN}$ $I_{MAX}$	$0,0\% \dots 100,0\% I_{max}$	4 c.z.	$\pm 0,2\% I_{rin}$
Czas trwania zdarzenia	hh:mm:ss.ms	Pół okresu	Jeden okres
Progi detekcji	Ustawiane przez użytkownika w procentach $I_{nom}$ lub wartościach bezwzględnych. Wykrywanie zdarzenia oparte na pomiarze $I_{RMS(1/2)}$ (wartość skuteczna 1-okresowa odświeżana co $\frac{1}{2}$ okresu).		

## 6.6.4 Pozostałe zdarzenia

Parametr	Zakres	Metoda detekcji
Częstotliwość	40...70 Hz (procentowo lub bezwzględnie)	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Współczynnik szczytu napięcia	1,0...10,0	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Współczynnik szczytu prądu	1,0...10,0	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Współczynnik asymetrii składowej przeciwnej napięcia	0,0...20,0%	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Współczynnik asymetrii składowej przeciwnej prądu	0,0...20,0%	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Krótkookresowy wskaźnik migotania światła $P_{st}$	0...20	Na podstawie wartości 10-minutowej
Długookresowy wskaźnik migotania światła $P_{lf}$	0...20	Na podstawie wartości 2-godzinnej
Moc czynna P	W zależności od konfiguracji	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Moc bierna Q	W zależności od konfiguracji	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Moc pozorna S	W zależności od konfiguracji	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Moc odkształcenia D/Moc pozorna odkształcenia $S_N$	W zależności od konfiguracji	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Współczynnik mocy PF	-1...1	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Współczynnik przesunięcia fazowego $\cos\phi$ /DPF	-1...1	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
$\text{tg}\phi$ 4-kwadrantowy	-10...10	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Energia czynna $E_P$	W zależności od konfiguracji	Przekroczenie sprawdzane co 10/12 okresów
Energia bierna $E_Q$ 4-kwadrantowa	W zależności od konfiguracji	Przekroczenie sprawdzane co 10/12 okresów
Energia pozorna $E_S$	W zależności od konfiguracji	Przekroczenie sprawdzane co 10/12 okresów
Współczynnik zawartości harmonicznyc THD-F napięcia	0...100%	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Współczynnik zawartości harmonicznyc THD-F prądu	0...200%	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Amplitudy harmonicznyc napięcia	0...100% lub bezwzględnie	Na podstawie wartości 10/12-okresowej; Niezależne progi dla wybranych harmonicznyc
Amplitudy harmonicznyc prądu	0...200% lub bezwzględnie	Na podstawie wartości 10/12-okresowej; Niezależne progi dla wybranych harmonicznyc
Współczynnik zawartości interharmonicznyc TID-F napięcia	0...100%	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Współczynnik zawartości interharmonicznyc TID-F prądu	0...100%	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Amplitudy interharmonicznyc napięcia	0...100% lub bezwzględnie	Na podstawie wartości 10/12-okresowej; Niezależne progi dla wybranych interharmonicznyc
Amplitudy interharmonicznyc prądu	0...100% lub bezwzględnie	Na podstawie wartości 10/12-okresowej; Niezależne progi dla wybranych interharmonicznyc
Współczynnik K (K-Factor)	1...50	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Sygnaly sterujące	0... $U_{nom}$	Na podstawie wartości 10/12-okresowej
Transjenty napięciowe (opcja „TR”)	50...5000 V lub $dV/dt$	Niezależny moduł detekcji transjentów, Metoda amplitudowa lub szybkości narostu
Zmiany kształtu obwiedni (tylko napięcie)	1,0...100% $U_{nom}$	Porównanie dwóch sąsiednich okresów przebiegu napięciowego. Zobacz rozdz. 4.9.1.

Skoki fazy (tylko napięcie)	1...359° (stopnie katowe)	Porównanie dwóch lub trzech kątów składowej podstawowej wyliczonych z kolejnych okresów przebiegu napięciowego.
-----------------------------	------------------------------	---

## 6.6.5 Histereza detekcji zdarzeń

Parametr	Zakres	Metoda obliczania
Histereza zdarzeń	0..10%	Dla każdego z parametrów liczona jako procent wartości proggu maks. (wyjątki – patrz rozdz. 4.9)

## 6.7 Rejestracja

Rejestrator	
Czas uśredniania <sup>(1)</sup>	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
Zrzut oscylogramów	Możliwość zapisu 3 okresów oscylogramów aktywnych kanałów po każdym okresie uśredniania
Czas rejestracji	Zależny od konfiguracji
Pamięć danych	Pamięć wewnętrzna 8 GB, karta microSD wymiwalna 8 GB (w standardzie), możliwość rozszerzenia do 32 GB (opcja)
Model zapisu pamięci	Liniowy, kołowy

- (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.

Rejestrowane parametry (zestaw danych Użytkownika)	Wartość średnia	Wartość minimalna	Wartość maksymalna	Wartość chwilowa
Napięcie skuteczne fazowe/międzyfazowe (w zależności od typu układu) $U_{RMS}$	✓	✓	✓	
Napięcie skuteczne międzyfazowe $U_{RMS}$	✓	✓	✓	
Składowa stała napięcia $U_{DC}$	✓	✓	✓	
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 (4-kwadrantowa) $Q_1/Q_B$	✓	✓	✓	
Moc pozorną $S$	✓	✓	✓	
Moc odkształcenia D/ Moc pozorną odkształcenia $S_N$	✓	✓	✓	
Współczynnik mocy PF	✓	✓	✓	
Współczynnik przesunięcia fazowego $\cos\phi/DPF$	✓	✓	✓	
Współczynnik $tq\phi$ (4-kwadrantowy) $tq\phi$	✓	✓	✓	
Energia czynna (pobrana i oddana) $E_{P+}, E_{P-}$				✓
Energia bierna (4-kwadrantowa) $E_Q$				✓
Energia pozorną $E_S$				✓
Współczynnik zniekształceń harmonicznych napięcia THD-F U, THD-R U	✓	✓	✓	
Współczynnik zniekształceń harmonicznych prądu THD-F I, THD-R I	✓	✓	✓	
Współczynnik odkształcenia prądu TDD	✓	✓	✓	
Amplitudy harmonicznych napięcia $U_{h0}...U_{h256}$	✓	✓	✓	
Amplitudy harmonicznych prądu $I_{h0}...I_{h256}$	✓	✓	✓	
Współczynnik zniekształceń interharmonicznych napięcia TID-F U, TID-R U	✓	✓	✓	



Współczynnik zniekształceń interharmonicznego prądu TID-F I, TID-R I	✓	✓	✓	
Amplitudy interharmonicznego napięcia $U_{Ih0} \dots U_{Ih256}$	✓	✓	✓	
Amplitudy interharmonicznego prądu $I_{Ih0} \dots I_{Ih256}$	✓	✓	✓	
Współczynnik K (K-Factor)	✓	✓	✓	
Factor K	✓	✓	✓	
Moce czynne harmonicznego $P_{h1} \dots P_{h256}$	✓	✓	✓	
Moce biernie harmonicznego $Q_{h1} \dots Q_{h256}$	✓	✓	✓	
Kąty między harmonicznymi napięciem i prądem $\varphi_{p1} \dots \varphi_{p256}$	✓	✓	✓	
Sygnały sterujące $U_{R1}, U_{R2}$	✓	✓	✓	
Emisje w paśmie 2-9 kHz (35 pasm)	✓	✓	✓	
Emisje w paśmie 8-150 kHz (72 pasma)	✓	✓	✓	

## 6.8 Zasilanie

Zasilanie	
Nominalny zakres napięcia zasilania Opcja "AC"	85...264 V AC, 40...70 Hz 120...300 V DC
Nominalny zakres napięcia zasilania Opcja "DC"	18...60 V DC Zabezpieczone przez odwróceniem polaryzacji
Kategoria przepięciowa zasilacza (opcja "AC")	CAT III 300 V
Napięcie izolacji zasilacza (opcja "AC", opcja "DC")	1000 V <sub>RMS</sub>
Maksymalny pobór mocy	10 W (bez zewnętrznych modułów dodatkowych)

## 6.9 Akumulator

Akumulator	
Typ	Li-Ion 3,67 V, 5,5 Ah
Czas pracy na zasilaniu akumulatorowym	ok. 1 h
Czas ładowania akumulatora (całkowicie rozładowanego)	< 12 h
Zakres temperatur ładowania	0°C ... +60°C
Pobór prądu z akumulatora w stanie wyłączenia miernika (zasilanie zewnętrzne odłączone)	< 1 mA
Norma transportowa	Certyfikowany wg UN 38.8

## 6.10 Obsługiwane typy sieci

Typy obsługiwanych sieci (pośrednio i bezpośrednio)	
1-fazowa	1-fazowa z przewodem neutralnym (zaciski napięciowe: U1, N, E) $I_1, I_4/I_N, I_5/I_E$
2-fazowa	1-fazowa z przewodem neutralnym (zaciski napięciowe: U1, U2, N, E) $I_1, I_2, I_4/I_N, I_5/I_E$
3-fazowa 4-przewodowa	3-fazowa 4-przewodowa z przewodem neutralnym (zaciski napięciowe: U1, U2, U3, N, E) $I_1, I_2, I_3, I_4/I_N, I_5/I_E$
3-fazowa 3-przewodowa	3-fazowa 3-przewodowa (zaciski napięciowe: U1, U2, U3, E) $I_1, I_2, I_3$
3-fazowa 3-przewodowa (Arona)	3-fazowa 3-przewodowa (zaciski napięciowe: U1, U2, U3, E) $I_1, I_2, I_3$ ( $I_2$ wyliczane analitycznie)

## 6.11 Protokoły komunikacyjne

Protokoły komunikacyjne	
HTTPS	Port TCP 443, wbudowany serwis www do konfiguracji i podglądu
MODBUS RTU (port RS-485-1)	Izolowane galwanicznie (1000 V <sub>RMS</sub> ) Maks. szybkość transmisji 921,6 kbit/s Wspierane szybkości: 57600, 115200 (domyślna), 128000, 230400, 256000, 460800, 921600 Domyślne ustawienia: 8 bitów danych, 1 bit stop, parzystość Even
MODBUS TCP/IP	Port TCP 502 (domyślny), maks. 5 klientów
IEC 61850	Port TCP 102
Sonelframe	Port TCP 4005, protokół firmy Sonel do obsługi miernika

## 6.12 Ethernet

Ethernet	
Złącze	2x RJ45 10/100 Base-T wg IEEE 802.3 LED zielona: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Migająca: transmisja pakietów</li> <li>• Świecenie ciągłe: połączenie (link)</li> <li>• Wyłączona: brak połączenia</li> </ul> LED żółta: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Świecenie ciągłe: połączenie 10 Base-T</li> <li>• Brak świecenia: połączenie 100 Base-T</li> </ul>
Napięcie izolacji	1000 V rms
Szybkość transmisji	10 / 100 Mbit/s
Rodzaj kabla	CAT 5/6 STP/FTP (ekranowany)
Maks. długość kabla 10/100 Base-T	100 m
PoE PD	Port LAN1, zgodne z IEEE 802.3 at (25.5 W) i IEEE 802.3 af (15.4 W)

## 6.13 Porty RS-485

Porty RS-485	
Liczba interfejsów	2 (RS-485-1, RS-485-2)
Typ izolacji	Izolator cyfrowy (oddzielny dla obu interfejsów)
Napięcie izolacji	1000 V rms
Maks. szybkość transmisji	921,6 kbit/s
Maks. liczba odbiorników	256
Maks. długość kabla	1200 m (do 100 m @ 921,6 kbit/s)
Rezystory terminujące	Możliwość włączenia na obu interfejsach – "ON" (górze) oznacza rezystor podłączony (120 Ω między A i B)
Domyślna funkcja	RS-485-1: MODBUS RTU RS-485-2: wejście IRIG-B

## 6.14 Wyjścia cyfrowe

Wyjścia cyfrowe	
Liczba wyjść	2
Typ wyjść	Przełącznik mechaniczny
Konfiguracja styków	SPDT
Napięcie nominalne	250 V AC
Prąd nominalny	6 A
Znamionowe obciążenie AC1	1500 VA
Znamionowe obciążenie AC15	300 VA
Zdolność rozłączeniowa DC1: 30/110/220 V	6 A / 0,2 A / 0,12 A
Napięcie izolacji	1000 V rms

## 6.15 Wejścia cyfrowe

Wejścia cyfrowe	
Liczba wejść	2
Zakres napięć	0...250 V AC rms lub DC
Polaryzacja napięcia	Dowolna
Poziom H (wysoki)	20...250 V AC rms lub DC
Poziom L (niski)	0...10 V AC rms lub DC
Typ izolacji	Transoptor
Napięcie izolacji	1000 V rms
Impedancja wejściowa	200 kΩ
Częstotliwość sygnału	DC ... 70 Hz

## 6.16 Wyjście cyfrowe „watchdog”

Wyjście „watchdog”		
Tryb pracy	Przełącznik jest włączony (styki zwarte), gdy analizator jest włączony	
Typ wyjścia	Przełącznik mechaniczny	
Konfiguracja styków	SPST-NO	
Napięcie nominalne	250 V AC	
Prąd nominalny	5 A	
Znamionowe obciążenie	Obciążenie rezystancyjne: 5A przy 250 V AC 5A przy 30 V DC	Obciążenie indukcyjne (cosφ = 0,4): 2A przy 250 V AC 2A przy 30 V DC
Napięcie izolacji	1000 V rms	

## 6.17 Wejście czujników temperatury 1-wire

Wejście czujników temperatury 1-wire	
Tryb pracy	Izolowana sieć 1-wire z zasilaniem pasywnym
Maks. liczba czujników	4
Maks. długość magistrali	100 m
Kompatybilne czujniki	DS18B20, DS18B20-PAR
Typ izolacji	Izolator cyfrowy
Napięcie izolacji	1000 V rms

## 6.18 Bateria pastylkowa

Bateria pastylkowa	
Typ baterii	Lithium 3V CR1025
Czas życia	5 lat

## 6.19 Warunki środowiskowe i pozostałe dane techniczne

Warunki środowiskowe i pozostałe dane techniczne	
Zakres temperatur pracy	-20°C...+55°C
Zakres temperatur przechowywania	-30°C...+60°C
Wilgotność względna	10...90%
Szczelność (wg IEC 60529)	IP30, do użytku wewnątrz pomieszczeń
Odporność na promieniowanie słoneczne	Nie używać w warunkach bezpośredniego narażenia na promieniowanie słoneczne, stosować osłony przeciwsłoneczne
Warunki odniesienia	Zobacz rozdz. 6.5.1
Wysokość pracy	do 2000 m n.p.m. (do 4000 m n.p.m. z obniżoną kategorią pomiarową, zobacz rozdz. 6.1)
Wymiary	157 x 87 x 59 mm
Waga	0,55 kg
Wyświetlacz	kolorowy LCD TFT, 320x240 pikseli, przekątna 2,4", rezystancyjny panel dotykowy
Pamięć danych	Pamięć wewnętrzna 8 GB, karta microSD wymienna 8 GB (w standardzie), możliwość rozszerzenia do 32 GB (opcja)

## 6.20 Bezpieczeństwo

Bezpieczeństwo	
Bezpieczeństwo zgodne z	IEC 61010-1:2010/AMD1:2016 (Ed. 3.0) IEC 61010-2-030:2017 (Ed. 2.0)
Kategoria pomiarowa	CAT IV 300 V / CAT III 600 V / CAT II 1000 V (wejścia napięciowe, zobacz rozdz. 6.1) CAT IV 150 V / CAT III 300 V (wejścia prądowe) Klasa zanieczyszczenia 2
Kategoria przepięciowa (wewnętrzny zasilacz AC/DC, opcja "AC")	III 300 V Klasa zanieczyszczenia 2
Izolacja	pojedyncza + zacisk uziemienia ochronnego (Klasa Ochronności I)

## 6.21 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC)

Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC)	
Zgodność z	IEC 61000-6-5:2015 EN 55032 (CISPR 32)
Odporność na wyładowania elektrostatyczne	IEC 61000-4-2 Wyładowanie powietrzne: 8 kV Wyładowanie kontaktowe: 6 kV
Odporność na zakłócenia o częstotliwości radiowej	IEC 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 serie szybkich stanów przejściowych	IEC 61000-4-4 Amplituda 2 kV, 100 kHz (wejścia napięciowe i prądowe, wejścia zasilacza) Amplituda 2 kV, 100 kHz (porty RS-485, wejścia cyfrowe, wejście 1-wire, wyjścia przekaźnikowe)
Odporność na udary	IEC 61000-4-5 Amplituda 6 kV (wejścia napięciowe L-L), Amplituda 6 kV (wejścia napięciowe L-E) Amplituda 1 kV (linia-ziemia; porty RS-485, wejścia i wyjścia cyfrowe, wejście 1-wire) Amplituda 2 kV (linia-ziemia; wejścia prądowe)
Odporność na zaburzenia przewodzone, indukowane przez pola o częstotliwości radiowej	IEC 61000-4-6 modulacja sinusoidalna 80% AM, 1 kHz 0,15...80 MHz, 10 V (wejścia napięciowe, zasilacza, porty RS-485, wejścia i wyjścia cyfrowe, wejście 1-wire)
Odporność na zapady i przerwy w zasilaniu	IEC 61000-4-11 Port zasilacza AC/DC (opcja „AC”) 70% $U_T$ , 1 okres 40% $U_T$ , 50 okresów test dla $U_T=85$ V i $U_T=264$ V
	IEC 61000-4-29 Port zasilacza DC (opcja „DC”) 70% $U_T$ , 0,1 s 40% $U_T$ , 0,1 s 0% $U_T$ , 0,05 s test dla $U_T=18$ V i $U_T=60$ V
Odporność na napięcia sygnalizacyjne i odporność na przewodzone zakłócenia typu wspólnego	IEC 61000-4-16 Porty RS-485, wejścia napięciowe, wejścia cyfrowe, porty LAN  Napięcia sygnalizacyjne: 10 V ciągle 100 V przez 1 s  Przewodzone zakłócenia typu wspólnego: Poziom 3: 15-150 Hz: 10 V do 1 V 150 Hz-1,5 kHz: 1 V 1,5-15 kHz: 1 V do 10 V 15-150 kHz: 10 V
Emisja zakłóceń promieniowanych	CISPR 32, klasa A: 30...230 MHz, 40 dB( $\mu$ V/m) z 10 m 230...1000 MHz, 47 dB( $\mu$ V/m) z 10 m 1...3 GHz: 56 dB( $\mu$ V/m), średnia, 76 dB( $\mu$ V/m), szczyt., z 3 m 3...6 GHz: 60 dB( $\mu$ V/m), średnia, 80 dB( $\mu$ V/m), szczyt., z 3 m
Emisja zakłóceń przewodzonych	CISPR 32, klasa A: Zasilacz AC/DC (opcja „AC”)  Poziomy dla detektora quasi-peak: 0,15 kHz...0,5 MHz: 66 dB $\mu$ V średnia 0,5 MHz...30 MHz: 60 dB $\mu$ V średnia

### Oświadczenie o zgodności EN 55032 (CISPR 32)

PQM-750 jest urządzeniem klasy A. W środowisku domowym produkt ten może powodować zakłócenia radiowe, co może wymagać od użytkownika podjęcia odpowiednich środków zaradczych (np. zwiększenia odległości między urządzeniami).

## 6.22 Badania mechaniczne

Badanie mechaniczne, przyrząd włączony	Norma i poziom testu	Wymagania testu
Wytrzymałość na wibracje	IEC 60068-2-6 Test Fc	Zakres częstotliwości: 10 Hz do 150 Hz Zakres częstotliwości przemiatań: 58 Hz do 60 Hz 0,075 mm, 2 Hz do 9 Hz, 20 cykli 0,5 g <sub>n</sub> , 9 Hz do 150 Hz, 20 cykli
Odporność na trzęsienia ziemi	IEC 60068-2-57	1-35 Hz, przyspieszenie poziome 1 g <sub>n</sub> , pionowe 0,5 g <sub>n</sub>
Badanie mechaniczne, przyrząd wyłączony (transport)	Norma i poziom testu	Wymagania testu
Wytrzymałość na wibracje	IEC 60068-2-6 Test Fc	Zakres częstotliwości: 5 Hz do 150 Hz Zakres częstotliwości przemiatań: 8 Hz do 9 Hz 7,5 mm, 2 Hz do 9 Hz, 20 cykli 2 g <sub>n</sub> , 9 Hz do 150 Hz, 20 cykli
Odporność na uderzenia	IEC 60068-2-27 Test Ea	15 g <sub>n</sub> / 11 ms, 3 impulsy
Swobodny upadek	IEC 60068-2-31 Test Ec, procedura 1	Badanie wykonane w opakowaniu transportowym Upadek z wysokości 500 mm Liczba prób: po 2 na każdą stronę

## 6.23 Normy



### Oświadczenie o zgodności

SONEL S.A. niniejszym oświadcza, że typ urządzenia PQM-750 jest zgodny z dyrektywą 2014/35/UE oraz 2014/30/UE. Pełny tekst deklaracji zgodności UE jest dostępny pod następującym adresem internetowym: <https://www.sonel.pl/pl/pobierz/deklaracje-zgodnosci/>

Normy	
Norma produktowa	IEC 62586-1:2017 (Ed. 2.0) IEC 62586-2:2017/COR1:2018 (Ed. 2.0)  Klasyfikacja produktu: PQI-A-F11 (klasa pomiarowa A wg IEC 61000-4-30, montowane na stałe (ang. Fixed), do użytku wewnątrz pomieszczeń (ang. Indoor), środowisko EMC G)
Metody pomiarowe	IEC 61000-4-30:2015/COR1:2016 (Ed. 3.0) klasa A
Dokładność pomiaru	IEC 61000-4-30:2015/COR1:2016 (Ed. 3.0) klasa A
Jakość zasilania	EN 50160:2010
Migotanie światła / Flicker	IEC 61000-4-15:2010/COR1:2012 (Ed. 2.0)
Harmoniczne	IEC 61000-4-7:2002/AMD1:2008 (Ed. 2.0)
Bezpieczeństwo	IEC 61010-1:2010/AMD1:2016 (Ed. 3.0) IEC 61010-2-030:2017 (Ed. 2.0)
EMC	EN 55032 (CISPR 32):2015 IEC 61000-6-5:2015
Standard jakości	opracowanie, projekt i produkcja zgodnie z ISO 9001

### 6.23.1 Zgodność z normami

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

Normy produktowe:

- IEC 62586-1:2017 – Pomiar jakości energii elektrycznej w sieciach zasilających – Część 1: Przyrządy do pomiaru jakości energii (PQI).
- IEC 62586-2:2017 – Pomiar jakości energii elektrycznej w sieciach zasilających – Część 2: Badania funkcjonalne oraz wymagania dotyczące niepewności.

Normy dotyczące pomiaru parametrów sieci:

- IEC 61000-4-30:2015/COR1:2016 (Ed. 3.0) – Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) – Metody badań i pomiarów – Metody pomiaru jakości energii,
- IEC 61000-4-7:2002/AMD1:2008 (Ed. 2.0) – Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) – Metody badań i pomiarów – Ogólny przewodnik dotyczący pomiarów harmonicznnych i interharmonicznnych oraz stosowanych do tego celu przyrządów pomiarowych dla sieci zasilających i przyłączonych do nich urządzeń,
- IEC 61000-4-15:2010/COR1:2012 (Ed. 2.0) – Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) – Metody badań i pomiarów – Miernik migotania światła - Specyfikacja funkcjonalna i projektowa,
- EN 50160:2010 – Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych.

Normy dotyczące bezpieczeństwa:

- IEC 61010-1:2010/AMD1:2016 (Ed. 3.0) – Wymagania bezpieczeństwa elektrycznych przyrządów pomiarowych, automatyki i urządzeń laboratoryjnych. Część 1: Wymagania ogólne
- IEC 61010-2-030:2017 (Ed. 2.0) – Wymagania bezpieczeństwa elektrycznych przyrządów pomiarowych, automatyki i urządzeń laboratoryjnych – Część 2-030: Wymagania szczegółowe dotyczące pomiarów i badań obwodów pomiarowych.

Normy dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej:

- EN 55032:2015 – Kompatybilność elektromagnetyczna urządzeń multimedialnych – Wymagania dotyczące emisji.
- IEC 61000-6-5:2015 – Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) – Część 6-5: Normy ogólne – Odporność urządzeń wykorzystywanych w środowisku elektrowni i stacji elektroenergetycznej.

Urządzenie spełnia w całości wymogi klasy A wg IEC 61000-4-30. Podsumowuje to poniższa tabela.

**Tab. 9. Podsumowanie zgodności z normami wybranymi parametrami**

Agregacja pomiarów w przedziałach czasowych	IEC 61000-4-30 Klasa A: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Podstawowy czas pomiaru wartości parametrów (napięcia, prądu, harmonicznym, asymetrii) to przedział 10-okresowy dla systemu zasilającego 50 Hz i 12-okresowy dla systemu 60 Hz,</li> <li>• Przedział 3 s (150 okresów dla częstotliwości znamionowej 50 Hz i 180 okresów dla 60 Hz),</li> <li>• Przedział 10 min.,</li> <li>• Przedział 2 h,</li> </ul> Resynchronizacja i nakładanie przedziałów 10/12-okresowych.
Niepewność czasu zegarowego	IEC 61000-4-30 Klasa A: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Synchronizacja zegara z czasem GPS za pomocą zewnętrznego modułu GPS-1 z zewnętrzną anteną,</li> <li>• Synchronizacja czasu z zewnętrznego źródła IRIG-B (wiele analizatorów może być synchronizowanych ze źródła IRIG-B przy pomocy modułu GPS-1 z anteną zewnętrzną),</li> <li>• Wbudowany zegar czasu rzeczywistego,</li> <li>• Dokładność zegara po zaniku sygnału GPS lub IRIG-B lepsza niż <math>\pm 0,3</math> s/dzień</li> </ul>
Częstotliwość	Spełnione wymogi IEC 61000-4-30 Klasa A dla metody i niepewności pomiaru
Wartość napięcia zasilającego	Spełnione wymogi IEC 61000-4-30 Klasa A dla metody i niepewności pomiaru
Wahania napięcia (migotanie światła)	Metoda pomiaru i niepewność spełnia wymogi normy IEC 61000-4-15, klasa F1
Zapady, wzrosty i przerwy napięcia zasilającego	Spełnione wymogi IEC 61000-4-30 Klasa A dla metody i niepewności pomiaru
Asymetria napięcia zasilającego i prądu	Spełnione wymogi IEC 61000-4-30 Klasa A dla metody i niepewności pomiaru
Harmoniczne napięcia i prądu	Spełnione wymogi IEC 61000-4-30 Klasa A dla metody i niepewności pomiaru (IEC 61000-4-7 klasa I)
Interharmoniczne napięcia i prądu	Spełnione wymogi IEC 61000-4-30 Klasa A dla metody i niepewności pomiaru (IEC 61000-4-7 klasa I)
Sygnały sterujące w napięciu zasilającym	Spełnione wymogi IEC 61000-4-30 Klasa A dla metody i niepewności pomiaru
Szybkie zmiany napięcia RVC	Spełnione wymogi IEC 61000-4-30 Klasa A dla metody i niepewności pomiaru
Wartość skuteczna prądu	Spełnione wymogi IEC 61000-4-30 Klasa A dla metody i niepewności pomiaru



## 6.23.2 Specyfikacja urządzenia wg IEC 62586

Klasyfikacja produktu		PQI-A-F11 (klasa pomiarowa A wg IEC 61000-4-30, zamontowany na stałe, dostosowany do pracy wewnątrz budynków, środowisko EMC G)		
Symbol	Funkcja	Klasa wg IEC 61000-4-30	Zakres	Uwagi
$f$	częstotliwość	A	40...70 Hz	
$U$	napięcie skuteczne	A	10%...150% $U_{din}$	6,4...1000 V $64 V \leq U_{din} \leq 665 V$
$P_{ST}, P_{LT}$	migotanie światła	A	$P_{ST} 0,2...10$	klasa F1
$U_{dip}, U_{swl}$	zapady i wzrosty napięcia	A	–	
$U_{int}$	przerwy w napięciu	A	–	
$U_0, U_2$	asymetria napięcia	A	0,0%...20,0%	
$U_h$	harmoniczne napięcia	A	200% wartości wg IEC 61000-2-4 klasa 3	
$U_{ih}$	interharmoniczne napięcia	A	200% wartości wg IEC 61000-2-4 klasa 3	
$MSV$	sygnały sterujące w napięciu	A	$0...15\% U_{din}$	$64 V \leq U_{din} \leq 665 V$
<i>Under/over</i>	odchylenia napięcia w górę i w dół	<i>nie dotyczy</i>	–	
$RVC$	szybkie zmiany napięcia	A	–	
$I$	prąd skuteczny	A	$0\%...150\% I_{rin}$	
$i_0, i_2$	asymetria prądu	A	0,0%...20,0%	
$I_h$	harmoniczne prądu	A	200% wartości wg IEC 61000-2-4 klasa 3	
$I_{ih}$	interharmoniczne prądu	A	200% wartości wg IEC 61000-2-4 klasa 3	

### Uwagi:

- $U_{din}$  jest deklarowanym napięciem wejściowym miernika tj. uwzględniającym przekładniki napięciowe. Jeśli nie użyto przekładników to  $U_{nom} = U_{din}$ . Jeśli użyto przekładników to  $U_{nom} = k \times U_{din}$ , gdzie k jest przekładnią przekładnika, np. dla przekładnika 15 kV:100 V  $\Rightarrow k=150$ ,  $U_{nom}=15$  kV,  $U_{din}=100$  V.
- $I_{rin}$  jest znamionowym prądem wejściowym miernika tj. uwzględniającym przekładniki prądowe. Dla PQM-750 z zamontowanymi wejściami prądowymi 5 A  $I_{rin}=5$  A i jeśli nie użyto przekładników to  $I_{nom} = I_{rin}$ . Jeśli użyto przekładników to  $I_{nom} = k \times I_{rin}$ , gdzie k jest przekładnią przekładnika, np. dla przekładnika 100 A : 5 A  $\Rightarrow k=20$ ,  $I_{nom}=100$  A,  $I_{rin}=5$  A.

## 7 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.

## 8 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 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 zużytym 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.

## 10 Producent

Producentem przyrządu prowadzącym serwis gwarancyjny i pogwarancyjny jest:

**SONEL S.A.**

ul. Wokulskiego 11

58-100 Świdnica

tel. +48 74 884 10 53 (Biuro Obsługi Klienta)

e-mail: [bok@sonel.pl](mailto:bok@sonel.pl)

internet: [www.sonel.pl](http://www.sonel.pl)



### UWAGA!

Do prowadzenia napraw serwisowych upoważniony jest jedynie producent.





**SONEL S.A.**

ul. Wokulskiego 11

58-100 Świdnica

**Biuro Obsługi Klienta**

tel. +48 74 884 10 53

e-mail: [bok@sonel.pl](mailto:bok@sonel.pl)

[www.sonel.pl](http://www.sonel.pl)