

BEDIENUNGSANLEITUNG

NETZQUALITÄTSANALYSATOR

PQM-750



BEDIENUNGSANLEITUNG

NETZQUALITÄTSANALYSATOR PQM-750



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

Version 1.01 12.02.2025



- Aufgrund der kontinuierlichen Weiterentwicklung der Produkte behält sich der Hersteller das Recht vor, Änderungen an deren Funktionalität, Bedienung und technischen Parametern vorzunehmen. Der Hersteller bietet langfristigen Support für das Produkt, indem es neue Funktionalitäten hinzufügt und festgestellte Fehler behebt.
- Diese Bedienungsanweisung gilt für Analysatoren mit der Firmware-Version 1.01.

INHALT

1 Allgemeine Angaben	6
1.1 Sicherheit	7
1.2 Allgemeine Charakteristik.....	8
1.3 Befestigung des Analysators.....	10
1.3.1 Hutschienenmontage	10
1.3.2 Wandmontage.....	11
1.3.3 Plombierung der Messeingänge	11
1.4 Schraubklemmenanschlüsse	12
1.5 Stromversorgung für den Analysator.....	13
1.6 Gemessene Parameter	13
2 Bedienung des Analysators	17
2.1 Touchscreen	17
2.2 Ein- und Ausschalten des Analysators.....	17
2.3 Zugriffsbeschränkung für die GUI	18
2.4 Überprüfung einer korrekten Verbindung	19
2.5 Kommunikation und Datenübertragung.....	20
2.6 Konfiguration der Netzwerkverbindung	20
2.7 Vorschau der gemessenen Parameter.....	21
2.8 Durchführen von Messungen	22
2.8.1 Aufzeichnung starten und stoppen	22
2.8.2 Aufzeichnung konfigurieren.....	23
2.8.3 Grundkonfiguration über GUI	23
2.9 Netzwerkschnittstelle (Webserver).....	25
2.10 Messsysteme	25
2.11 Datenspeicherung	29
2.12 Normative Aufzeichnung	30
2.13 Konfigurationsänderungen und Mehrfachzugriff.....	31
2.14 FTP-Client.....	32
2.15 Modbus RTU und Modbus TCP	32
2.16 IEC 61850-Protokoll	32
2.17 Zeitsynchronisation	33
2.17.1 Anforderungen der Norm IEC 61000-4-30.....	33
2.17.2 Priorisierung von Zeitquellen	33
2.17.3 GPS-1-Modul.....	34
2.17.4 IRIG-B-Eingang.....	34
2.17.5 Markieren der Messdaten.....	35
2.17.6 Zeitresynchronisation	35
2.18 Konfiguration der 1-Wire-Temperatursensoren	36
2.19 Digitalausgänge	36
2.20 Digitale Eingänge	37
2.21 Automatisches Abschalten	37
2.22 Aktualisierung der Firmware.....	38
2.23 Service-Download von Systemprotokollen.....	38
2.24 RTC-Knopfzellenbatterie	38
2.25 Notfall-Reset	39

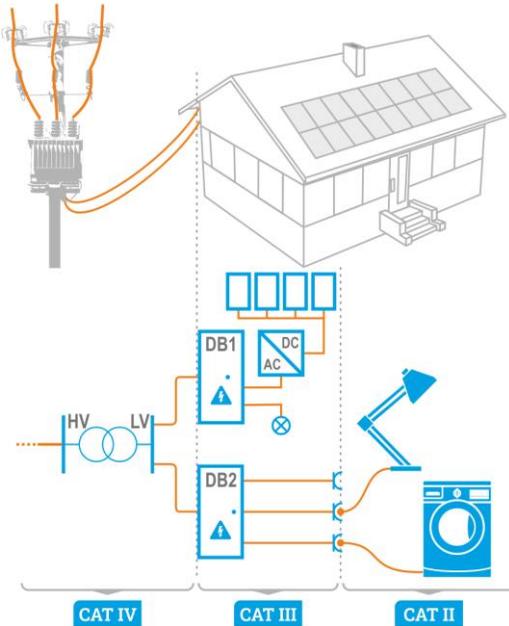
3	Cybersicherheit.....	40
3.1	Empfehlungen.....	40
3.2	Passwortverwaltung.....	40
3.3	Verwendete TCP/UDP-Ports.....	41
4	Aufbau und Messmethoden.....	42
4.1	Spannungseingänge.....	42
4.2	Stromeingänge.....	42
4.3	Signalabtastung im Hauptspannungs- und Strompfad.....	42
4.4	PLL-Synchronisation.....	42
4.5	Frequenzmessung.....	43
4.6	Messung der Steuersignale.....	43
4.7	Emissionsmessung im Band 2 kHz bis 9 kHz.....	43
4.8	Emissionsmessung im Band 9 kHz bis 150 kHz.....	44
4.9	Erkennung der Ereignisse.....	45
4.9.1	Ereignisse anhand von Hüllkurvenformänderungen.....	47
4.9.2	Ereignisse anhand von Phasensprung.....	48
4.9.3	Ereignisse mit schnellen Spannungsschwankungen (RVC).....	48
4.10	Mittelungsmethoden der Parameter.....	49
5	Berechnungsformeln.....	50
5.1	Einphasen-Netz.....	50
5.2	Zweiphasennetz.....	54
5.3	3-Phasen-4-Leiter-Netz.....	56
5.4	3-Phasen-3-Leiter-Netz.....	58
6	Technische Daten.....	60
6.1	Spannungseingänge.....	60
6.2	Stromeingänge.....	61
6.3	Hauptschiene Abtastung und RTC-Uhr.....	61
6.4	Modul der Transienten (optional).....	61
6.5	Gemessene Parameter – Genauigkeit, Auflösung und Bereiche.....	62
6.5.1	Bezugsbedingungen.....	62
6.5.2	Die Messunsicherheit abhängig von der Umgebungstemperatur.....	62
6.5.3	Effektive Spannung.....	63
6.5.4	Scheitelfaktor der Spannung.....	63
6.5.5	Effektiver Strom.....	63
6.5.6	Scheitelfaktor des Stromes.....	63
6.5.7	Frequenz.....	63
6.5.8	Oberwellen der Spannung, THD U.....	63
6.5.9	Stromharmonische, THD I, TDD, K-Faktor, Faktor K.....	64
6.5.10	Winkel zwischen den Oberwellen der Spannung und des Stromes.....	64
6.5.11	Spannungszwischenharmonische, TID U.....	64
6.5.12	Zwischenharmonische des Stromes, TID I.....	65
6.5.13	Wirkleistung und -energie.....	65
6.5.14	Blindleistung und -energie.....	65
6.5.15	Scheinleistung und -energie.....	65
6.5.16	Phasenverschiebungsfaktor ($\cos\phi$ /DPF) und Leistungsfaktor (PF).....	66
6.5.17	Wirk- und Blindleistungen der Oberwellen.....	66
6.5.18	Schätzung der Messunsicherheit der Leistung und Energie.....	66
6.5.19	Flimmern (Flicker).....	68

6.5.20	Unsymmetrie.....	68
6.5.21	Die Steuersignale.....	68
6.5.22	Transienten.....	68
6.5.23	Emissionen im Band 2 kHz bis 9 kHz.....	69
6.5.24	Emissionen im Band 8 kHz bis 150 kHz.....	69
6.6	Ereigniserkennung.....	69
6.6.1	Einbrüche, Überspannungen, Unterbrechungen.....	69
6.6.2	Schnelle Spannungsänderungen (RVC).....	69
6.6.3	Effektiver Strom (min., max.).....	69
6.6.4	Sonstige Ereignisse.....	70
6.6.5	Hysterese der Ereigniserkennung.....	71
6.7	Aufzeichnung.....	71
6.8	Stromversorgung.....	72
6.9	Akku.....	72
6.10	Unterstützte Netztypen.....	72
6.11	Kommunikationsprotokolle.....	73
6.12	Ethernet.....	73
6.13	RS-485-Anschlüsse.....	73
6.14	Digitalausgänge.....	74
6.15	Digitaleingänge.....	74
6.16	Watchdog-Digitalausgang.....	74
6.17	1-Wire-Eingang für Temperatursensoren.....	74
6.18	Knopfzellenbatterie.....	75
6.19	Umweltbedingungen und andere technische Daten.....	75
6.20	Sicherheit.....	75
6.21	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMC).....	75
6.22	Mechanische Prüfung.....	77
6.23	Normen.....	77
6.23.1	Übereinstimmung mit den Normen.....	78
6.23.2	Gerätespezifikationen nach IEC 62586.....	80
7	Reinigung und Wartung.....	81
8	Lagerung.....	81
9	Demontage und Entsorgung.....	81
10	Hersteller.....	81

1 Allgemeine Angaben

Die folgenden internationalen Symbole werden auf dem Analysegerät und in dieser Anleitung verwendet:

	Weitere Informationen und Erläuterungen finden Sie in der Bedienungsanleitung		Angaben zum Recycling		Erklärung der Konformität mit den EU-Richtlinien (<i>Conformité Européenne</i>)
	DC-Strom/Spannung		Nicht mit anderem Hausmüll entsorgen		Bestätigte Übereinstimmung mit australischen Normen
	AC-Strom/Spannung		Schutzerdungsklemme		



Messkategorien nach EN IEC 61010-2-030:

- **CAT II** – betrifft Messungen in Stromkreisen, die direkt an Niederspannungsanlagen angeschlossen sind,
- **CAT III** – betrifft Messungen in Gebäudeanlagen,
- **CAT IV** – betrifft Messungen, die an der Quelle der Niederspannungsanlage durchgeführt werden.

1.1 Sicherheit

Um einen sicheren Betrieb und die Richtigkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, sollten Folgendes beachtet werden:

- Bevor der Analysator in Betrieb genommen wird, sollten Sie sich mit der vorliegenden Bedienungsanleitung genau vertraut machen und die Sicherheitsregeln und Empfehlungen des Herstellers befolgen.
- Die Verwendung des Analysators auf andere, als die in der Bedienungsanleitung beschriebene Weise, kann zur Beschädigung des Geräts führen und gefährlich für den Benutzer sein.
- Die Analysatoren können ausschließlich von entsprechend qualifizierten Personen bedient werden, die die entsprechende Befugnis zur Arbeit an elektrischen Installationen besitzen. Die Verwendung des Gerätes durch Unbefugte, kann zur Beschädigung des Geräts führen und gefährlich für den Benutzer sein.
- Das Messgerät darf nicht für Messungen von Netzen und Anlagen in Räumen mit besonderen Bedingungen eingesetzt werden, in denen z.B. eine Explosions- oder Brandgefahr besteht.
- Vergewissern Sie sich vor Beginn der Arbeiten, dass der Analysator, die Kabel, die Stromzangen und das sonstige Zubehör keine mechanischen Beschädigungen aufweisen. Achten Sie besonders auf Anschlüsse.
- Es ist unzulässig, das Gerät zu verwenden wenn:
 - ⇒ das Gerät beschädigt wurde und ganz oder teilweise nicht funktionsfähig ist,
 - ⇒ die Isolierung der Leitungen beschädigt ist,
 - ⇒ das Geräte und Zubehör mechanisch beschädigt sind.
- Verbinden Sie den PE-Erdungsanschluss immer mit der örtlichen Erdung. Verwenden Sie Spaten- oder Ösenklemmen und ziehen Sie die Schraube fest an. Lassen Sie diese Klemme nicht unverbunden!
- In der Gebäudeinstallation sollte ein Schalter oder Schutzschalter vorhanden sein, der sich in der Nähe des Geräts befinden und für den Bediener leicht zugänglich sein sollte. Der Schalter sollte als Gerätetrennvorrichtung gekennzeichnet sein.
- Das Gerät darf nicht mit anderen Stromquellen, als die die in dieser Anleitung erwähnt werden, betrieben werden.
- Schließen Sie die Eingänge des Analysators nicht an Spannungen an, die höher als die Nennwerte sind.
- Verwenden Sie Zubehör und Messfühler, die für den zu prüfenden Stromkreis geeignet sind und der entsprechenden Messkategorie entsprechen.
- Die Nennleistung der niedrigsten Messkategorie (CAT) des verwendeten Messgerätes, bestehend aus Analysator, Sonden und Zubehör, darf nicht überschritten werden. Falls das Produkt mit anderen Geräte oder Zubehörteilen zusammenarbeitet, wird die niedrigste Messkategorie der angeschlossenen Geräte angewendet.
- Wenn möglich, schließen Sie das Gerät an den Stromkreis bei ausgeschaltetem Strom an.
- Verwenden Sie die Erdungsklemme nur für den lokalen Erdungsanschluss, schließen Sie keine Spannung an sie an.
- Tragen Sie nicht den Analysator, indem Sie die Kabel in der Hand halten.
- Reparaturen dürfen nur von einem dazu befugten Reparaturservice durchgeführt werden.

Der Analysator ist mit einem internen Li-Ion-Akku ausgestattet, der von einem unabhängigen Labor getestet und für die Qualitätsparameter gemäß UN 38.3 – „*UN-Empfehlungen für die Beförderung gefährlicher Güter. Handbuch über Prüfungen und Kriterien*“, 5. Auflage, veröffentlicht von den Vereinten Nationen (ST/SG/AC.10/11/Rev.5), zertifiziert wurde. Der Analysator ist daher für den Luft-, See- und Straßentransport zugelassen.

1.2 Allgemeine Charakteristik

Beim stationären Netzqualitätsanalysator PQM-750 (Abb. 1) handelt es sich um ein technisch fortgeschrittenes Produkt, mit dem die umfangreiche Messung, Analyse und Aufzeichnung der Parameter von Elektronetzen 50/60 Hz sowie die Qualität der Elektroenergie gemäß der europäischen Norm EN 50160 und anderen Standards vorgenommen werden können. Der Analysator erfüllt vollständig die Anforderungen der Norm IEC 61000-4-30:2015 für Klasse A und IEC 62586 (PQI-A-F11-Klassifizierung).

Der Analysator ist mit vier Eingangsspannungskanälen ausgestattet, die als Schraubklemmen mit der Bezeichnung U1, U2, U3 und N verfügbar sind. Diese Kanäle sind mit der PE-Erdungsklemme verbunden. Der gemessene Spannungsbereich der vier Messkanäle beträgt $1000 V_{RMS}$ gegen die Erde. Dieser Bereich kann mit Hilfe von zusätzlichen externen Spannungswandlern erweitert werden.

Zur Messung von Strömen dienen fünf Stromeingänge, die als Schraubklemmen mit der Bezeichnung I1-I5 herausgeführt sind. Diese Eingänge haben je nach Analysatorversion einen Nennbereich, z. B. $5 A_{RMS}$.

Die hohe Abtastfrequenz in den Hauptkanälen (81,92 kHz) sorgt für eine große Bandbreite, die sich in der Fähigkeit niederschlägt, hochfrequente Störungen zu erfassen, und ermöglicht außerdem die Messung von Harmonischen und Zwischenharmonischen bis zur Größenordnung von 256 sowie die Überwachung von Störungen im 2-9 kHz-Band.

Die zusätzliche Spannungsmessstrecke dient zur Überwachung leitungsgebundener Störungen im 8-150-kHz-Band.

In einer Variante ist der Analysator mit einem optionalen internen Modul zur Messung schneller Spannungstransienten ausgestattet, das die Erfassung und Aufzeichnung von Überspannungen im Bereich von ± 6 kV mit einer Abtastfrequenz von bis zu 10 MHz ermöglicht.

Der Analysator erfüllt die Klasse 0,2S gemäß der Norm IEC 62053-22 für die Genauigkeit der Wirkenergiemessung und die Klasse 0,5S gemäß der Norm IEC 62053-24 für die Genauigkeit der Blindenergiemessung.

Die Spannungs- und Stromeingänge können versiegelt werden, um Manipulationen und den Zugriff auf die Anschlüsse dieser Eingänge durch Unbefugte zu verhindern.

Das Gerät verfügt über zwei Speicherkarten: eine integrierte 8-GB-Karte und eine externe Wechselkarte ebenfalls mit einer Kapazität von 8 GB (microSD).

Die aufgenommenen Parameter werden in Gruppen aufgeteilt, die unabhängig voneinander für die Aufzeichnung ein- oder ausgeschaltet werden können, was eine effiziente Nutzung des Speicherplatzes ermöglicht. Somit wird kein Speicherplatz für die Aufzeichnung der Parameter, die nicht benötigt werden verschwendet und dadurch kann die Aufzeichnungszeit der anderen Parameter verlängert werden.

Messergebnisse können in das PQDIF-Format konvertiert und über das FTP/FTPS-Protokoll an das Mastersystem gesendet werden.

Die Konfiguration des Analysators und die Messparametrierung können über den integrierten Webserver oder über eines der implementierten Kommunikationsprotokolle (z. B. Modbus RTU, Modbus TCP, IEC 61850) erfolgen.

Die Benutzeroberfläche umfasst ein Farb-LCD-Display mit einer Auflösung von 320x240 Pixel und einer Größe von 3,5 Zoll und einem resistiven Touchpanel.

Einer der Vorteile des Analysators ist die Möglichkeit, zusätzliche Module an die Erweiterungsbuchse an der rechten Wand des Gerätegehäuses anzuschließen. Es können drei Arten von Modulen angeschlossen werden:

- GPS-1-Modul – GPS-Empfänger mit SMA-Anschluss für eine externe Antenne. Es stehen drei Antennenvarianten zur Verfügung: 10 / 20 / 30 Meter. Der GPS-Empfänger gewährleistet die Synchronisierung der Zeit des Analysators mit der koordinierten Weltzeit UTC und gewährleistet die Genauigkeit der Zeitmarkierung von Messungen in der Größenordnung von Mikrosekunden.
- GSM-1-Modul – GSM (LTE)-Modem mit SMA-Anschluss einer externen Antenne.
- IOM-1-Modul – Ein-/Ausgangserweiterungsmodul mit digitalen Ein- und Ausgängen sowie Ein- und Ausgängen im 4-20-mA-Stromschleifenstandard.



Abb. 1. Netzqualitätsmessgerät PQM-750. Außenansicht.

Abb. 2 und Abb. 3 zeigt Seitenansichten des Analysators mit einer Beschreibung der Ein- und Ausgangsanschlüsse. Die dritte Zeile in den Tabellen enthält die Nummer, die einem bestimmten Terminal zugewiesen ist. Siehe auch: Tab. 1.



Supervisor, digitale Ausgänge							
WR	DO1		DO2				
1	2	3	4	5	6	7	8

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

Abb. 2. Netzqualitätsmessgerät PQM-750. Ansicht von unten. Der RJ-45 LAN1-Eingang ist ebenfalls sichtbar.



Spannungseingänge			
N	U3	U2	U1
19	20	21	22

Thermometer- und digitale Eingänge					
DQ	GND	D12	D11		
23	24	25	26	27	28

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

Stromversorgung		
	N	L
35	36	37

Abb. 3. Netzqualitätsmessgerät PQM-750. Ansicht von oben. Der RJ-45 LAN2-Eingang und der RTC-Uhrbatterieanschluss sind ebenfalls sichtbar.

1.3 Befestigung des Analysators

1.3.1 Hutschienenmontage

Der Analysator ist ein Standardgerät, das auf einer 35 mm DIN EN 60715-Schiene montiert ist. Der Analysator wird zunächst an den oberen Haken eingehängt und anschließend am unteren Haken eingeklinkt. Dies wurde auf Abb. 4 gezeigt.

Um den Analysator zu demontieren, ziehen Sie den unteren Haken mit einem Werkzeug nach unten und kippen Sie dann die Unterseite des Analysators zu sich hin.



Abb. 4. Montage des Analysators auf einer 35 mm DIN EN 60715-Schiene.

1.3.2 Wandmontage

Der Analysator kann mit zusätzlichen Halterungen (im Lieferumfang enthalten) an einer Wand oder einer anderen ebenen Fläche montiert werden. Die Halterungen werden beidseitig in das Untergehäuse eingedrückt und anschließend mit den mitgelieferten oder eigenen Schrauben an der Oberfläche verschraubt. Dies wurde auf Abb. 5 gezeigt.

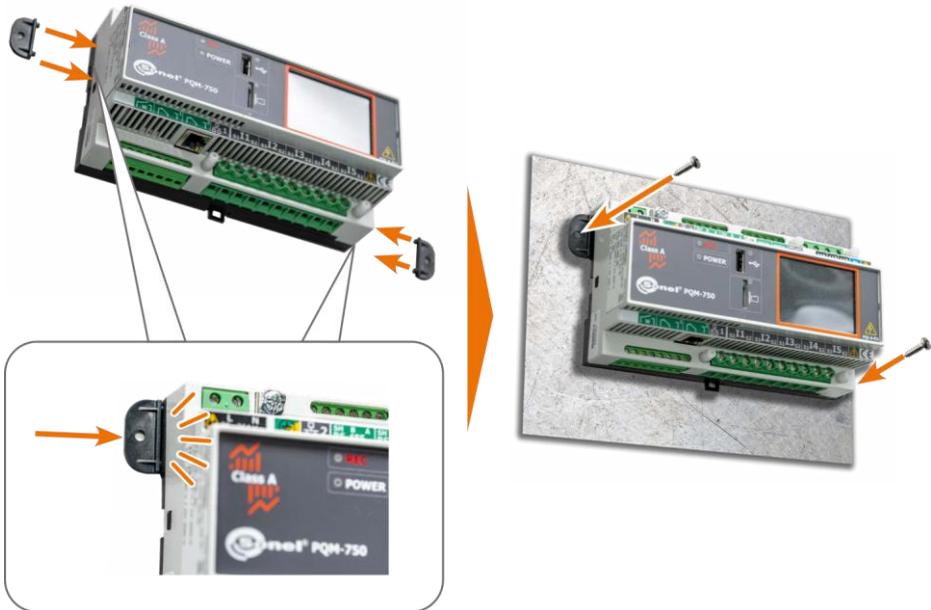


Abb. 5. Wandmontage des Analysators mit den mitgelieferten Halterungen.

1.3.3 Plombierung der Messeingänge

Um die Messanschlüsse der Spannungs- und Stromeingänge vor Eingriffen Unbefugter zu schützen, können diese mit den mitgelieferten Plombierungsleisten gesichert werden. Dies wurde auf Abb. 6 gezeigt. Führen Sie nach der Installation der Leisten ein Plombenseil durch die Löcher in den Pfosten auf beiden Seiten der Leisten.



Abb. 6. Plombierung der Messeingänge.

1.4 Schraubklemmenanschlüsse

Tab. 1 listet alle Schraubklemmen des PQM-750-Analysators auf.

Tab. 1. Schraubklemmen des PQM-750-Analysators.

Bezeichnung des Anschlusses	Klemme Nummer	Kennzeichnung	Leiterquerschnitt in mm ²	Abisolierlänge in mm
Relais Supervisor (WR)	1	Normalerweise geöffnet (NO)	0,5 – 3,3	6
	2	Normalerweise geöffnet (NO)		
Digitalausgang 1 (DO1)	3	Normalerweise geschlossen (NC)	0,5 – 3,3	6
	4	Gemeinsam		
	5	Normalerweise geöffnet (NO)		
Digitalausgang 2 (DO2)	6	Normalerweise geschlossen (NC)	0,5 – 3,3	6
	7	Gemeinsam		
	8	Normalerweise geöffnet (NO)		
Strom I1	9	S1	0,5 – 6 (Draht)	8
	10	S2	0,5 – 4 (Seil)	
Strom I2	11	S1	0,5 – 6 (Draht)	8
	12	S2	0,5 – 4 (Seil)	
Strom I3	13	S1	0,5 – 6 (Draht)	8
	14	S2	0,5 – 4 (Seil)	
Strom I4 / I _N / neutral	15	S1	0,5 – 6 (Draht)	8
	16	S2	0,5 – 4 (Seil)	
Strom I5 / I _E / Leckstrom	17	S1	0,5 – 6 (Draht)	8
	18	S2	0,5 – 4 (Seil)	
Spannung Neutralleiter	19	N	0,5 – 4 (Draht)	8
			0,5 – 2,5 (Seil)	
Spannung U3	20	U3	0,5 – 4 (Draht)	8
			0,5 – 2,5 (Seil)	
Spannung U2	21	U2	0,5 – 4 (Draht)	8
			0,5 – 2,5 (Seil)	
Spannung U1	22	U1	0,5 – 4 (Draht)	8
			0,5 – 2,5 (Seil)	
Thermometereingang (TI)	23	DQ	0,5 – 3,3	6
	24	GND		
Digitaler Eingang 2 (DI2)	25	-/+ (keine Polarisation)	0,5 – 3,3	6
	26	+/- (keine Polarisation)		
Digitaler Eingang 1 (DI1)	27	-/+ (keine Polarisation)	0,5 – 3,3	6
	28	+/- (keine Polarisation)		
RS-485 Port 2 (RS-485-1)	29	A/+	0,5 – 3,3	6
	30	B/-		
	31	Abschirmung		
RS-485 Port 1 (RS-485-2)	32	A/+	0,5 – 3,3	6
	33	B/-		
	34	Abschirmung		
Schutzerdung	35	PE	Verwenden Sie eine Gabel- oder Ösenklemme	–
Stromversorgung – neutral	36	N	0,5 – 4 (Draht)	8
Stromversorgung – Phase	37	L	0,5 – 2,5 (Seil)	

1.5 Stromversorgung für den Analysator

Der Analysator verfügt über ein eingebautes Netzteil mit einem Nennspannungsbereich von 85...264 V AC / 120...300 V DC (Option "AC") oder 18...60 V DC (Option "DC"). Das Netzteil verfügt über unabhängige Eingangsklemmen (36, 37).

Der Analysator verfügt außerdem über einen PoE-Eingang (Eng. *Power over Ethernet*) am RJ-45 LAN1-Port und kann über Netzwerk-Switches mit Strom versorgt werden, die dem IEEE 802.3 at/af-Standard entsprechen. Die PoE-Stromversorgung kann als Primär- oder Backup-Stromversorgung verwendet werden.

Bei Energieausfall (Ausfall von AC/DC und PoE/Versorgung) dient der eingebaute Li-Ion-Akku zur Aufrechterhaltung der Stromversorgung. Es wird aufgeladen, wenn AC/DC- oder PoE-Strom verfügbar ist. Ein geladener Akku kann den Betrieb des Analysators etwa eine Stunde lang aufrechterhalten. Wenn der Akku vollständig entladen ist, funktioniert der Analysator nicht mehr und schaltet sich im Notfall ab. Nach Wiederherstellung der Stromversorgung nimmt der Analysator den Betrieb wieder auf.

Das Vorhandensein der Haupt-AC/DC- und PoE-Stromversorgung kann auf dem Bildschirm des Analysegeräts überprüft werden, indem im Menü **EINSTELLUNGEN**→die Option **STROMVERSORGUNG** ausgewählt wird.



Der Akku darf nur in autorisierten Servicestellen ausgetauscht werden.

1.6 Gemessene Parameter

Der Analysator ist für die Messung und Aufzeichnung folgender Parameter ausgelegt:

- Phase- und Phase-zu-Phase-Effektivspannungen bis zu 1000 V_{RMS} gegen die Erde,
- Spannungstransienten (Überspannungen) im Bereich bis ± 6 kV (optionales internes Modul),
- leitungsgebundene Störungen im Frequenzband 2-9 kHz und 8-150 kHz,
- Wirkströme mit einem Nennbereich von 5 A_{RMS} (Spitzenmessbereich ± 70 A) unter Verwendung isolierter Messwandler (Analysatorversionen mit einem anderen Nennbereich sind möglich),
- maximaler Strom- und Spannungsfaktor,
- die Frequenz des Netzes im Bereich von 40...70 Hz,
- Wirk-, Blind-, Scheinleistungen und -energien und Verzerrungsleistung,
- harmonische Komponente der Spannungen und Ströme (bis zur 256.),
- gesamte harmonische Verzerrung THD_F und THD_R für Strom und Spannung,
- TDD-Faktor des Stromes,
- K-Verlustkoeffizient verursacht durch die Oberwellen (K-Faktor) ,
- Verlustfaktor im Transformator nach der Norm HD 538.3.S1 (K-Faktor),
- Wirk- und Blindleistungen der Oberwellen,
- Winkel zwischen den Oberwellen der Spannung und des Stromes,
- Leistungsfaktor PF, $\cos\varphi$, Vierquadranten-tg φ ,
- Unsymmetriefaktor der Dreiphasennetzwerke und symmetrische Komponenten,
- Flicker-Faktor P_{ST} und P_{LT} ,
- interharmonische Komponenten der Spannungen und Ströme (bis zur 256.),
- gesamte zwischenharmonische Verzerrung TID_F und TID_R für Strom und Spannung,
- Spannungssteuersignale im Frequenzbereich 5 Hz ... 30000 Hz,
- schnelle Spannungsänderungen (RVC),
- andere, die hier nicht erwähnt wurden.

Die ausgewählten Parameter werden aggregiert (Durchschnittswert), gemäß der vom Benutzer ausgewählten Zeit, und können auf der Speicherkarte gespeichert werden. Zusätzlich zu dem Durchschnittswert kann der minimale und maximale Wert innerhalb der Zeitspanne des Durchschnittswerts aufgezeichnet werden.

Der Bereich der Ereigniserkennung wurde auch erweitert. Typische Ereignisse im Standard EN 50160 sind für die Spannung: der Spannungseinbruch (sog. Dips, d.h. Verringerung des effektiven Wertes der Spannung unter 90% der Nennspannung), Überspannung (sog. Swells, d.h. 110% Steigerung gegenüber dem Nennwert) und der Spannungsausfall (sog. Interruptions, d.h. Reduzierung der Spannung unter die Schwelle von 5% des Nennwertes). Der Benutzer muss die in der Norm EN 50160 definierten Einstellungen nicht selbstständig eingeben – das Gerät erlaubt eine automatische Konfiguration für den Messmodus der Energiequalität nach EN 50160. Die Spannung ist einer der vielen Parameter, für die die Schwellenwerte der Ereigniserkennung definiert werden können. Somit ist es z.B. möglich den Analysator so zu konfigurieren, dass er den Fall des Leistungsfaktors ab einem bestimmten Schwellenwert, die Überschreitung eines Schwellenwerts durch die THD-Schwelle. Das Ereignis wird zusammen mit dem Zeitpunkt des Auftretens erfasst. Bei ausgewählten Ereignissen können Informationen über den Eintritt des Ereignisses durch ein Oszillogramm der Spannungs- und Stromverläufe ergänzt werden. Es können ab 5 Perioden des Netzes bis zu 60 Sekunden mit einstellbarer Vorlaufzeit (Eng. *Pretrigger*) bis max. 1 Sekunde gespeichert werden. Zusammen mit dem Oszillogramm wird auch der Verlauf der halbperiodischen RMS-Werte ($RMS_{1/2}$), mit einer Aufzeichnungszeit von 1 s bis 60 s gespeichert.

Darüber hinaus ist der Analysator in der Lage, Ereignisse zu erkennen, die durch Änderungen der Hüllkurvenform der Spannung und Phasenwinkelsprünge verursacht werden, indem er aufeinanderfolgende Perioden des Netzes miteinander vergleicht.

Die umfangreichen Konfigurationsmöglichkeiten zusammen mit einer Vielzahl der gemessenen Parameter tragen dazu bei, dass der Analysator ein unglaublich nützliches und leistungsfähiges Werkzeug zur Messung und Analyse aller Arten von Stromversorgungsnetzen und Netzstörungen ist. Einige der einzigartigen Funktionen dieses Tools heben dieses Gerät von anderen auf dem Markt erhältlichen Analysatoren ab.

Die Tab. 2 enthält eine Zusammenfassung der Parameter, die der Analysator, abhängig von der Netzwerkart, erfassen kann.

Tab. 2. Gemessene Parameter für verschiedene Netzwerk-Konfigurationen.

Parameter		Netzwerkart, Kanal		1-Phasen			2-Phasen					3-Phasen 4-Draht						3-Phasen 3-Draht									
				U _{IN} I _{L1}	U _{NE} I _{IN}	I _E	U _{1N} I _{L1}	U _{2N} I _{L2}	U ₁₂	U _{NE} I _{IN}	I _E	TOT	U _{1N} I _{L1}	U _{2N} I _{L2}	U _{3N} I _{L3}	U ₁₂	U ₂₃	U ₃₁	U _{NE} I _{IN}	I _E	TOT	U ₁₂	U ₂₃	U ₃₁	U _{1E} I _{L1}	U _{2E} I _{L2}	U _{3E} I _{L3}
U	Effektive Spannung	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓		
U _{dc}	Konstante Komponente der Spannung	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓		
I	Effektiver Strom	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓		✓	✓	✓				✓	✓					✓	✓	✓	✓	
f	Frequenz	✓			✓						✓									✓							
CF U	Scheitelfaktor der Spannung (Crestfaktor)	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓				✓			✓	✓	✓					
CF I	Scheitelfaktor des Stromes	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓		✓	✓	✓				✓	✓					✓	✓	✓	✓	
P	Wirkleistung	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓						✓				✓	✓	✓		✓
Q ₁ , Q _B	Blindleistung	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓						✓				✓	✓	✓		✓ ⁽¹⁾
D, S _N	Leistungen der Verzerrung	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓						✓				✓	✓	✓		✓
S	Scheinleistung	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓						✓				✓	✓	✓		✓
PF	Leistungsfaktor	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓						✓				✓	✓	✓		✓
cosφ	Phasenverschiebungsfaktor	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓						✓				✓	✓	✓		✓
tgφ _{c-} , tgφ _{L+} tgφ _{c+} , tgφ _{L-}	Tangens-Faktor φ (Vierquadranten)	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓						✓				✓	✓	✓		✓ ⁽¹⁾
THD U	Faktor des Inhalts der Oberwellen des Stromes	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓				✓			✓	✓	✓					
THD I	Faktor des Inhalts der Oberwellen des Stromes	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓		✓	✓	✓				✓	✓				✓	✓	✓	✓	✓	
TDD I	Verzerrungsfaktor des Stromes	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓						✓				✓	✓	✓		
K-Faktor	K-Faktor	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓						✓				✓	✓	✓		
K-Faktor	Europäischer Lastreduktionsfaktor K	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓						✓				✓	✓	✓		
E _{P+} , E _{P-}	Wirkenergie (aufgezeichnet und abgegeben)	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓						✓				✓	✓	✓		✓
E _{QC-} , E _{QL+} E _{QL-} , E _{QC+}	Blindenergie (Vierquadranten)	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓						✓				✓	✓	✓		✓ ⁽¹⁾
E _s	Scheinenergie	✓			✓	✓				✓	✓	✓	✓						✓				✓	✓	✓		✓
U _{h0} ..U _{h256}	Amplituden der Oberwellen der Spannung	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓				✓			✓	✓	✓					
I _{h0} ..I _{h256}	Amplituden der Oberwellen des Stromes	✓	✓		✓	✓		✓			✓	✓	✓				✓					✓	✓	✓			

2 Bedienung des Analysators

2.1 Touchscreen

Der Analysator kann über eine vereinfachte Benutzeroberfläche (GUI) bedient werden, die auf dem integrierten Touchscreen angezeigt wird. Über diese Benutzeroberfläche kann der Benutzer die Grundkonfiguration des Analysators durchführen und einige der gemessenen Parameter anzeigen.



Abb. 7. Hauptmenü.



Das Hauptmenü ist in Abb. 7 dargestellt. In der oberen Leiste werden das aktuelle Datum und die aktuelle Uhrzeit des Analysators sowie die Quelle der Uhrzeit (RTC / GPS / NTP / IRIG) angezeigt.

Auf dem Hauptbildschirm werden sechs Schaltflächen angezeigt:

- **MESSUNGEN** – dieser Teil zeigt ausgewählte Netzwerkparameter in Echtzeit.
- **EREIGNISSE** – ermöglicht die Anzeige der neuesten Spannungsereignisse.
- **SPEICHER** – zeigt die Größe und den verfügbaren Speicherplatz der Speicherkarten an.
- **NETZWERK** – ermöglicht die Überprüfung der aktuellen Ethernet-Netzwerkeinstellungen.
- **EINSTELLUNGEN** – diese Option kann für die grundlegende Konfiguration des Analysators verwendet werden.
- **INFO** – zeigt Informationen über die Version und den Hersteller des Messgeräts an.

2.2 Ein- und Ausschalten des Analysators

Der Analysator verfügt über keinen Netzschalter. Er beginnt sofort zu arbeiten, nachdem Spannung an den Hauptstromeingang angelegt oder eine PoE-Quelle an die LAN1-Buchse angeschlossen wurde. Nach dem Einschalten wird ein Begrüßungsbildschirm mit dem Namen des Messgeräts, der Firmware und der Hardwareversion angezeigt. Anschließend führt der Analysator eine interne Initialisierung durch. Wenn Fehler erkannt werden, zeigt der Bildschirm eine Fehlernummer mit einem langen Piepton an.

Während alle Dienste initialisiert und ausgeführt werden, blinkt die grüne POWER-LED einmal pro Sekunde. Wenn der Analysator vollständig eingeschaltet und betriebsbereit ist, leuchtet die grüne POWER-LED kontinuierlich.

Wenn bei der Initialisierung der Speicherkarte ein Fehler auftritt oder das Dateisystem auf der Karte beschädigt ist (z. B. wenn der Benutzer die Karte manuell formatiert hat), schlägt der Analysator eine Formatierung vor (die Meldung **DIE SPEICHERKARTE FORMATIEREN?**). Durch Drücken der Bestätigung wird der Formatierungsvorgang gestartet. Nach der Formatierung beginnt der Analysator automatisch mit der Aufzeichnung.

Beim ersten Einschalten des Messgeräts wird der Einstellungsassistent aktiviert, über den der Benutzer die grundlegenden Netzwerkparameter auswählt: Netzwerktyp, Nennfrequenz, Nennspannung, Spannungs- und Stromverhältnis und das Profil des registrierten Standards (siehe auch Kap. 2.8.3). Anschließend kann auch der GUI-Schutz vor unbefugter Nutzung aktiviert und können PIN-Codes festgelegt werden (Kap. 2.3).

Nach dem Einschalten des Analysators aktiviert dieser die letzte Messkonfiguration.

Um den Analysator auszuschalten, müssen zunächst die Stromquellen getrennt werden: AC/DC-Hauptstromversorgung und/oder PoE. Der Analysator schaltet dann auf Akkubetrieb um und im Bildschirm **EINSTELLUNGEN** →  wird die Schaltfläche **AUSSCHALTEN** aktiviert. Durch Drücken der Schaltfläche wird eine Bestätigungsmeldung angezeigt und der Benutzer kann das Messgerät ausschalten. Das Ausschalten kann einige oder ein Dutzend Sekunden dauern.

2.3 Zugriffsbeschränkung für die GUI

Es ist möglich, den Zugriff auf die GUI des Messgeräts einzuschränken, sodass es nicht möglich ist, Einstellungen zu ändern und/oder Parameter anzuzeigen. Zu diesem Zweck wurden zwei Benutzer mit unterschiedlichen Berechtigungsrechten erstellt, denen jeweils ein PIN-Code bestehend aus 4 bis 8 Ziffern zugewiesen werden kann.

- Der Benutzer „Administrator“ hat vollen Zugriff auf die Einstellungen und die Datenvorschau in der GUI.
- Der Benutzer „Benutzer“ hat nur Zugriff auf die Datenvorschau und kann keine Änderungen an der Konfiguration vornehmen.

Standardmäßig sind PIN-Codes für beide aufgelisteten Benutzer deaktiviert. Aus Sicherheitsgründen wird empfohlen, die Benutzer-PIN „Administrator“ zu aktivieren und eine eigene PIN festzulegen, um zu verhindern, dass Unbefugte die Einstellungen des Analysators ändern. Durch die Aktivierung der PIN für den Benutzer „Benutzer“ wird die Aktivierung der PIN für den Benutzer „Administrator“ erzwungen.

Um zu den PIN-Code-Einstellungen zu gelangen, wählen Sie im Hauptmenü **EINSTELLUNGEN** → **SICHERHEIT** aus. Der Bildschirm wie in Abb. 8 erscheint. Um die Administrator-PIN zu aktivieren, drücken Sie den Schalter in die Position „**EIN**“. Durch Drücken der Schaltfläche „**PIN**“ gelangen Sie zum Bildschirm zum Festlegen Ihres eigenen PIN-Codes (Abb. 9). Sie müssen einen 4- bis 8-stelligen Code zweimal eingeben.



Abb. 8. Bildschirm mit den GUI-Sicherheitseinstellungen.

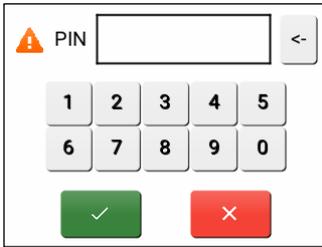


Abb. 9. Eingabe der PIN.

Nach der Aktivierung der Administrator-PIN ist für den Zugriff vom Hauptmenü auf die Bereiche **EINSTELLUNGEN**, **NETZWERK** und **SPEICHER** die Eingabe der Administrator-PIN erforderlich. Durch Eingabe der Administrator-PIN erhalten Sie Zugriff auf alle GUI-Optionen.

Die gleiche Vorgehensweise gilt für den PIN-Code des Benutzers. Nach der Aktivierung der Benutzer-PIN sind die im Hauptmenü verfügbaren Abschnitte gesperrt: **MESSUNGEN**, **EREIGNISSE**, **INFO**.

Durch Eingabe der Administrator-PIN erhalten Sie Zugriff auf alle GUI-Optionen. Wie Sie den Zugriff auf die GUI des Messgeräts für den Fall wiederherstellen, dass Sie die Administrator-PIN vergessen, entnehmen Sie Kap. 3.2.

2.4 Überprüfung einer korrekten Verbindung

Auf dem Bildschirm mit Zeigerdiagramm werden derzeit Verbindungskorrektheitsindikatoren angezeigt (Abb. 10), die wichtige Informationen über die Verbindung des Analysators mit dem getesteten Netzwerk liefern. Diese Informationen helfen dem Benutzer, die Kompatibilität der aktuellen Konfiguration des Analysators mit den Parametern des zu messenden Netzes zu überprüfen.

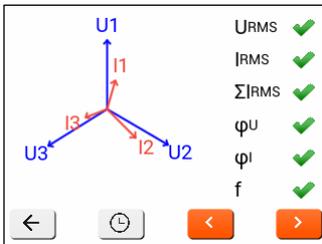


Abb. 10. Zeigerdiagramm mit Indikatoren für die korrekte Verbindung.

Die angegebenen Indikatoren sind fortlaufend gekennzeichnet als: U_{RMS} , I_{RMS} , ΣI_{RMS} , φ_U , φ_I , f .

- U_{RMS} : Effektivwerte der Spannungen – zwei mögliche Symbole:
 - – die Effektivwerte der Spannungen sind korrekt, innerhalb der Toleranz von $\pm 15\%$ der Nennspannung,
 - – die Effektivwerte liegen außerhalb des U_{nom} -Bereichs von $\pm 15\%$.
- I_{RMS} : Effektivwerte der Ströme – vier Möglichkeiten:
 - – die Effektivwerte der Ströme liegen im Bereich von $0,3\% I_{nom} \dots 115\% I_{nom}$,
 - – die Effektivwerte der Ströme sind kleiner als $0,3\% I_{nom}$,
 - – die Effektivwerte der Ströme sind größer als $115\% I_{nom}$,
 - - - - die Striche werden angezeigt, wenn die Strommessung in der Konfiguration deaktiviert ist.
- ΣI_{RMS} : Der Analysator prüft den korrekten Anschluss der Ströme anhand der momentanen Summe aller Ströme. In einem geschlossenen System sollte die Summe des effektiven Momentanwerts von Strom nahe Null liegen. Die Überprüfung wird nur durchgeführt, wenn RMS mindestens eines gemessenen Stroms $0,3\% I_{nom}$ überschreitet. In Messsystemen mit analytischer Berechnung des Stroms I_n und in Aron-Systemen ist diese Prüfung deaktiviert.

- – die Ströme sind richtig angeschlossen – die Summe des Momentanwerts von Strom ist nahe Null,
- – die Richtigkeit der Summierung der Ströme kann aufgrund der zu kleinen Werte der Ströme nicht überprüft werden,
- – die berechnete Summe des effektiven Momentanwerts von Strom übersteigt 0,3 % I_{nom} und übersteigt gleichzeitig 25% des Höchstwertes aller gemessenen Ströme. Diese Situation kann beispielsweise auftreten, wenn der Kanal I_n umgekehrt angeschlossen ist.
- Φ : Spannungsvektoren – der Analysator prüft die Korrektheit der Winkel der Grundkomponenten und zeigt das entsprechende Symbol an:
 - – Vektoren haben korrekte Winkel innerhalb $\pm 30^\circ$ des theoretischen Wertes für eine ohmsche Last und einen symmetrischen Stromkreis (in 3-Phasen-Systemen),
 - – die Korrektheit der Winkel kann nicht überprüft werden, weil der Effektivwert der Spannung zu niedrig ist (weniger als 1% U_{nom}),
 - – Winkel von Vektoren sind falsch. In 3-Phasen-Systemen wird dieses Symbol u.a. angezeigt, wenn die Spannungsphasen vertauscht sind.
- ϕ : Stromvektoren – die Korrektheit der Winkel der Komponentenvektoren der Grundströme in Bezug auf die Spannungsvektoren wird überprüft. Es werden folgende Symbole angezeigt:
 - – Vektoren liegen innerhalb $\pm 55^\circ$ der Winkel der entsprechenden Spannungsvektoren,
 - – die Korrektheit der Winkel der Stromvektoren kann nicht überprüft werden, da der Effektivwert der Ströme zu niedrig ist (weniger als 0,3% I_{nom}),
 - – Vektoren liegen außerhalb der Grenzen des zulässigen Winkelbereichs ($\pm 55^\circ$),
 - - - - die Striche werden angezeigt, wenn die Strommessung in der Konfiguration deaktiviert ist.
- f: Frequenz:
 - – die gemessene Netzfrequenz liegt innerhalb des Bereichs $f_{nom} \pm 10\%$,
 - – der Effektivwert der Spannung der Referenzphase ist kleiner als 10 V (der Analysator arbeitet mit einem internen Generator) oder die PLL-Synchronisation fehlt,
 - – die gemessene Frequenz liegt außerhalb des Bereichs $f_{nom} \pm 10\%$.

2.5 Kommunikation und Datenübertragung

Der Analysator bietet verschiedene Kommunikationsmöglichkeiten mit einem PC oder einem übergeordneten System. Diese sind jeweils:

- Kommunikation über Modbus RTU-Protokoll und RS-485-1-Port,
- Kommunikation über Modbus TCP/IP-Protokoll und Ethernet-Port (LAN1, LAN2),
- Kommunikation über das IEC 61850-Protokoll (Ethernet-Verbindung),
- Kommunikation über HTTPS-Protokoll und Webbrowser über den integrierten Webserver (Ethernet-Verbindung),
- Kommunikation über das firmeneigene SonelFrame-Protokoll von Sonel S.A. (Ethernet-Verbindung).

Jede der oben genannten Kommunikationsmethoden hat unterschiedliche Eigenschaften und Möglichkeiten. Diese Möglichkeiten werden in den folgenden Kapiteln vorgestellt.

2.6 Konfiguration der Netzwerkverbindung

PQM-750 verfügt über zwei separate RJ-45-LAN-Anschlüsse: LAN1 und LAN2. Beide sind intern mit demselben Ethernet-Switch verbunden. Der Analysator unterstützt eine gemeinsame IP-Adresse an beiden physischen Ports. Der zweite LAN-Anschluss kann zur Vereinfachung von Netzwerkverbindungen verwendet werden, wenn ein anderes Gerät eine Netzwerkverbindung benötigt, oder er kann zum Anschließen eines externen Bildschirms und zum Herstellen einer Verbindung zum integrierten Webserver des Messgeräts verwendet werden.

Damit der Analysator mit dem Ethernet-Netzwerk kommunizieren kann, müssen IP-Adresse, Netzwerkmaske und Gateway konfiguriert werden. Der Benutzer kann diese Adressen manuell festlegen. Wenn im Netzwerk ein DHCP-Server vorhanden ist, kann der Analysator diese Daten automatisch abrufen.

Standardmäßig ist der Analysator auf die statische IP-Adresse 192.168.75.2, das Gateway 192.168.75.1 und die Netzwerkmaske 255.255.255.0 eingestellt.

Um die Netzwerkeinstellungen zu ändern, wählen Sie im Hauptmenü: **EINSTELLUNGEN** →  → **NETZWERK**.



Abb. 11. Standard-Netzwerkinstallationen

Standardmäßige Netzwerkeinstellungen nach Abb. 11 können durch Interaktion mit den Feldern geändert werden. Durch Drücken des DHCP-Schalters kann der Benutzer DHCP ein- und ausschalten, also zwischen automatischer und manueller Adresskonfiguration wechseln. Bei aktiver DHCP-Option muss es im Netzwerk einen DHCP-Server geben, der den Geräten IP-Adressen zuweist. Die erhaltene IP-Adresse kann durch Auswahl von **NETZWERK** im Hauptmenü überprüft werden.

Wenn der Benutzer seine eigenen Adressen zuweisen möchte, muss jedes Feld gedrückt werden und die Adressen müssen manuell über die auf dem Bildschirm angezeigte Tastatur eingegeben werden.

Sobald die korrekten Netzwerkeinstellungen in den Analysator eingegeben wurden, ist es möglich, mit dem Analysator über die verschiedenen integrierten Ethernet-Protokolle zu kommunizieren, die im Kap. 2.5 aufgeführt sind.

2.7 Vorschau der gemessenen Parameter

Auf dem LCD-Bildschirm können Sie einige der gemessenen Parameter in Echtzeit anzeigen. Dies ist möglich, indem Sie im Hauptbildschirm **MESSUNGEN** auswählen. Die Messdaten sind in mehrere separate Bildschirme unterteilt:

- **U, THDU, F** – Zeigerdiagramm, Verbindungskorrektkeitsindikatoren, effektive Spannungen, SpannungstHD, Frequenz,
- **I, THDI, HARM** – effektive Ströme, THD von Strömen, Harmonische von Spannungen und Strömen (Balkendiagramme bis zur 50. Ordnung),
- **UNSYMMETRIE** – Spannungs- und Stromunsymmetriefaktoren und symmetrische Komponenten,
- **FLICKER** – Pst-, Plt- und Pinst-Flickerfaktoren
- **P, Q, S** – Wirk-, Blind- und Scheinleistung, Verzerrungsscheinleistung,
- **cos ϕ , PF** – cos ϕ -Koeffizient und Leistungsfaktor,
- **tg ϕ** – 4-Quadranten-Tangente ϕ : tg ϕ L+, tg ϕ C-, tg ϕ L-, tg ϕ C+,
- **2-150 kHz** – liefert Informationen zu maximalen Emissionen und deren Frequenzen und Kanälen in den Bändern 2-9 kHz und 8-150 kHz,
- **I/O** – Vorschau der Zustände digitaler Ein- und Ausgänge.

Mit den Pfeiltasten nach links und rechts können Sie kreisförmig durch alle Bildschirme blättern. Beispielbildschirme finden Sie in Abb. 12, Abb. 13, Abb. 14 und Abb. 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	

Abb. 12. Bildschirm “U, THDU, f”. Die obere Frequenz ist eine 10/12-Periodenmessung, die untere Frequenz ist eine 10-Sekunden-Messung.

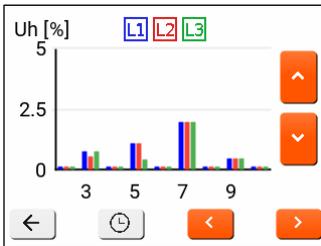


Abb. 13. Bildschirm der Spannungsharmonischen Auf jedem Bildschirm werden 9 Harmonische angezeigt. Durch Drücken der Aufwärts- und Abwärtspeile können Sie zu den nächsten oder vorherigen der 9 Harmonischen wechseln. Durch Drücken des rechten Pfeils gelangen Sie zu Stromharmonischen.

	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

Abb. 14. Der Bildschirm mit den Leistungen

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

Abb. 15. Emissionsbildschirm in den 2-150-kHz-Bändern.

2.8 Durchführen von Messungen

2.8.1 Aufzeichnung starten und stoppen

Beim Messgerät PQM-750 startet die Aufzeichnung automatisch nach dem Starten des Messgeräts, wenn keine Fehler erkannt werden, die die Aufzeichnung verhindern (z. B. fehlende Speicherkarte).

Bei aktiver Aufzeichnung leuchtet die rote **REC**-LED dauerhaft.

Die Aufzeichnung kann in mehreren Fällen gestoppt werden:

- Wenn der Benutzer die Option zum Auswerfen einer externen Speicherkarte nutzt, wenn die Aufzeichnung auf dieser Karte erfolgt, wählen Sie im Hauptbildschirm **SPEICHER**→**AUSWERFEN** aus. Nach erneutem Einstecken der Karte wird die Aufzeichnung fortgesetzt.
- Wenn bei linearer Speicherorganisation die gesamte Speicherkarte voll ist.
- Wenn das Akku im akkubetriebenen Analysator vollständig entladen ist. In einer solchen Situation stoppt der Analysator die Aufzeichnung und schaltet sich aus. Nach dem Anlegen einer externen Spannung schaltet sich das Messgerät wieder ein und setzt die Aufzeichnung fort.

Mithilfe von Remote-Protokollen ist eine erweiterte Kontrolle über den Aufzeichnungsprozess möglich.

2.8.2 Aufzeichnung konfigurieren

Bevor Sie mit der Aufzeichnung beginnen, müssen Sie die Messung konfigurieren, um den Aufzeichnungsvorgang gemäß Ihren Anforderungen durchzuführen. Die grundlegende Konfiguration über die GUI wurde im Kap. 2.8.3 beschrieben. Die vollständige Konfiguration erfolgt remote über eines der Protokolle oder über den integrierten Webserver.

Im vollständigen Konfigurationsprozess kann der Benutzer neben den Grundeinstellungen unter anderem auch Folgendes festlegen: Mittelungszeit und Parameter, die in der Benutzerkonfiguration aufgezeichnet werden sollen, aktiviert die Ereigniserkennung usw.

Nach der Erfassung der Einhaltung der angegebenen Norm kann ein Konformitätsbericht erstellt werden, der zur Beurteilung der Qualität der Stromversorgung am geprüften Netzpunkt dient.

Wenn der Benutzer nur Daten zur Einhaltung der Norm aufzeichnen will und nicht möchte, dass der Analysator zusätzlich andere Parameter aufzeichnet (und damit die Größe der aufgezeichneten Daten unnötig erhöht), sollten alle anderen Parameter deaktiviert werden (indem sie auf der Website deaktiviert werden). Alternativ können Sie aus der Liste eine lange Mittelungszeit auswählen, dann nehmen die Daten relativ wenig Platz ein. Dies gilt jedoch nicht für Ereignisse. Daher besteht die beste Lösung darin, unnötige Parameter zu deaktivieren.

2.8.3 Grundkonfiguration über GUI

Eine der wichtigsten Konfigurationsoptionen ist die Einstellung der Netzwerksystemparameter. Diese Grundkonfiguration kann über die GUI auf dem LCD-Display des Analysators durchgeführt werden.

Wählen Sie im Hauptmenü **EINSTELLUNGEN**, und dann **MESSUNGEN**, um den mehrstufigen Konfigurationsassistenten zu starten. Verwenden Sie die Links-/Rechtspfeile, um zwischen den Bildschirmen zu wechseln.

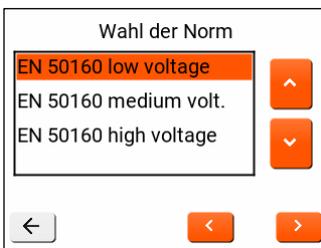


Abb. 16

1. Auswahl eines Standards. Wählen Sie aus der Liste das entsprechende Standardprofil aus, z. B. eine der EN 50160-Varianten. Dadurch kann der Analysator Berichte über die Einhaltung des ausgewählten Standardprofils erstellen.

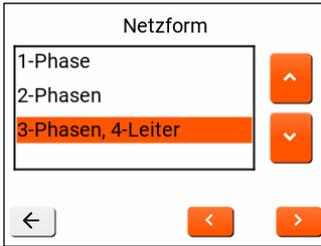


Abb. 17

2. Netzwerktyp. Auf diesem Bildschirm können Sie den Typ des zu messenden Netzwerks auswählen.

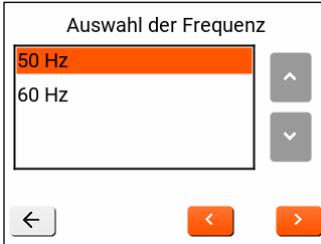


Abb. 18

3. Auswahl der Nennfrequenz.



Abb. 19

4. Nennspannung und Spannungsverhältnis. Nach dem Drücken der Wertfelder erscheint eine numerische Tastatur, über die Sie die gewünschten Werte für Nennspannung und Spannungsverhältnis eingeben können.

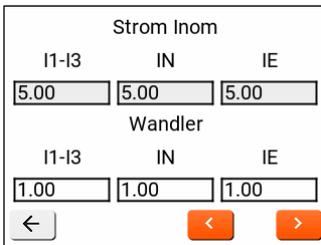


Abb. 20

5. Auf diesem Bildschirm können Sie die Verhältnisse für die aktuellen Pfade eingeben. Die Spannungsverhältnisse für die Pfade I1-I3, den Pfad I_N/I_4 und I_E/I_5 . Der Nennstrom errechnet sich als Produkt aus den eingebrachten Spannungsverhältnissen und dem Nennbereich der im Analysator verbauten Stromeingänge.

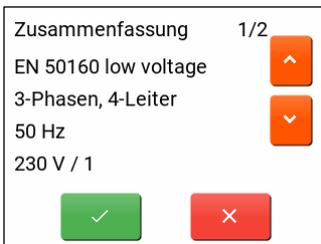


Abb. 21

6. Im letzten Teil des Konfigurationsassistenten wird eine Zusammenfassung der Einstellungen angezeigt (unterteilt in zwei Unterbildschirme). Sie können die Einstellungen bestätigen oder verwerfen.

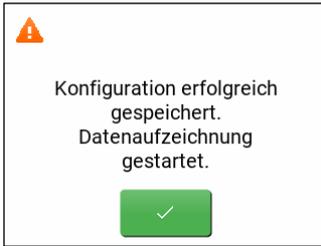


Abb. 22

7. Der nächste Bildschirm nach der Bestätigung informiert über die korrekte Speicherung der Konfiguration und den Start der Datenaufzeichnung.

2.9 Netzwerkschnittstelle (Webserver)

Der Analysator ist mit einer integrierten Website (Webserver) ausgestattet, die Folgendes ermöglicht:

- die Konfiguration des Messgeräts
- die Statusvorschau des Analysators und der gemessenen Parameter in Echtzeit,
- das Anzeigen der Liste der aufgezeichneten Ereignisse zusammen mit Oszillogramm-Wellenformen und $\text{RMS}_{1/2}$ -Diagrammen,
- die Website-Benutzerverwaltung.

Die Website nutzt das verschlüsselte HTTPS-Protokoll. Standard-Anmeldedaten für die Website:

- Benutzername: **admin**
- Passwort: **pqm**

Detaillierte Gebrauchsanweisung der Website finden Sie in einem separaten Dokument.

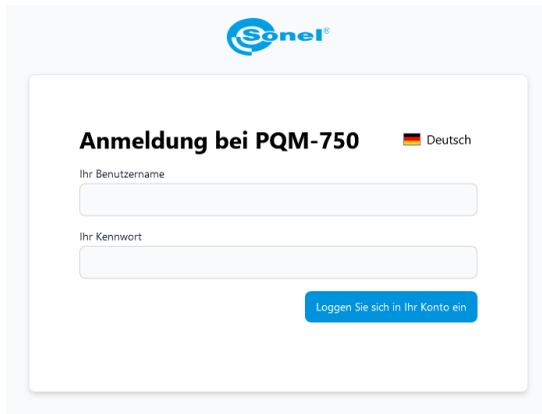


Abb. 23. Anmeldebildschirm zur PQM-750-Website.

2.10 Messsysteme

Der Analysator kann direkt oder indirekt an folgende Netzwerke angeschlossen werden:

- 1-Phasen (Abb. 24)
- 2-Phasen (mit geteilter Wicklung des Transformators, eng. *split-phase*) (Abb. 25),
- 3-Phasen 4-Leiter (Abb. 26),
- 3-Phasen 3-Leiter (Abb. 27),

Indirekte Messungen in Mittelspannungsnetzen sind in Netzen möglich:

- 3-Phasen 3-Leiter (Abb. 29).

In 3-Phasen-Systemen ist die Messung mit der Aron-Methode möglich (Abb. 28), unter Verwendung von nur zwei Messkanäle, die die Linienströme I_{L1} und I_{L3} messen. Der Strom I_{L2} wird nach folgender Formel berechnet:

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

In Systemen mit neutraler Leitung kann zusätzlich die Strommessung auf dieser Leitung eingeschaltet werden, nachdem ein zusätzlicher Satz Messzangen im Kanal I_4 / I_N angeschlossen wurde. Diese Messung wird nach dem Einschalten in der Konfiguration **STROM I4**.



Weil die Messkanäle der Spannung im Analysator sich auf den Eingang N, in Systemen ohne neutrale Leitung, beziehen, ist es notwendig den Eingang N und L3 des Analysators zu verbinden. Aktivieren Sie in einem solchen Fall immer die Option Stromaufzeichnung I_N und schließen Sie den 4. Stromkanal an. Weitere Informationen zur Gesamtscheinleistung S_e finden Sie im Dokument „Qualität der Stromversorgung – Leitfadens“.

Achten Sie auf die Anschlussrichtung der Ströme. Die Klemmen S1 der Stromeingänge sollten mit der Stromquellenseite und S2 mit der Empfängerseite verbunden werden. Dies kann überprüft werden, indem eine Messung der Wirkleistung durchgeführt wird – in den meisten passiven Empfängern ist die Wirkleistung positiv.

In allen Netzwerksystemen kann die Strommessung im I5-Kanal eingeschaltet werden. Diese Messung wird nach dem Einschalten in der Konfiguration **STROM I5**. Dieser Kanal kann beispielsweise zur Messung von Leckströmen genutzt werden.

Die folgenden Abbildungen zeigen schematisch, wie ein Netzwerk-Analysator zum Test, abhängig vom Netz-Typ, angeschlossen werden sollte.

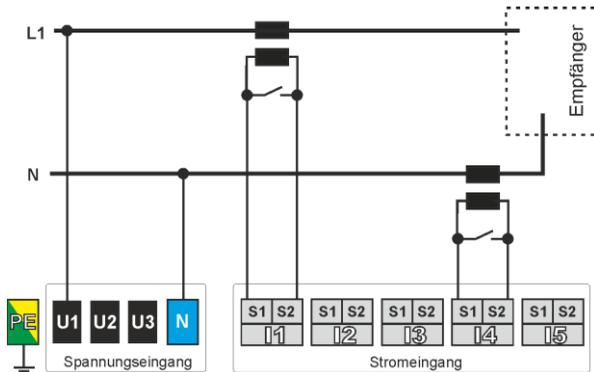


Abb. 24. Anschlussplan – Einphasensystem, Direktanschluss der Spannungen.

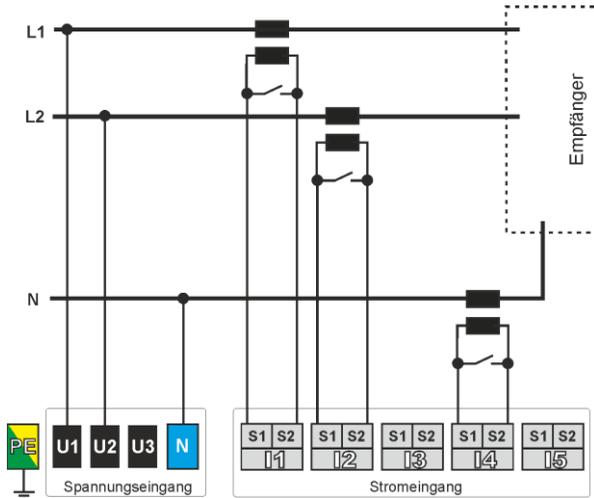


Abb. 25. Anschlussplan – Zweiphasensystem, Direktanschluss der Spannungen.

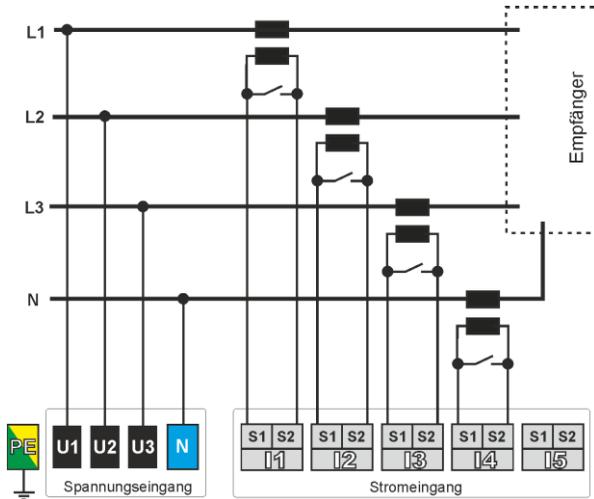


Abb. 26. Anschlussplan – 3-Phasen-4-Leitersystem, Direktanschluss der Spannungen.

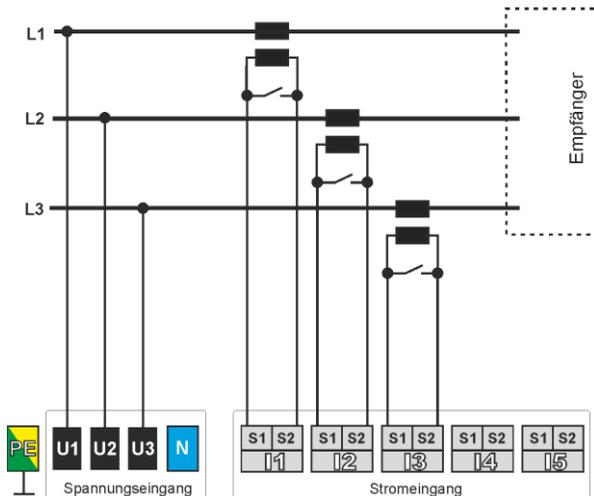


Abb. 27. Anschlussplan – 3-Phasen-3-Leitersystem, Direktanschluss der Spannungen.

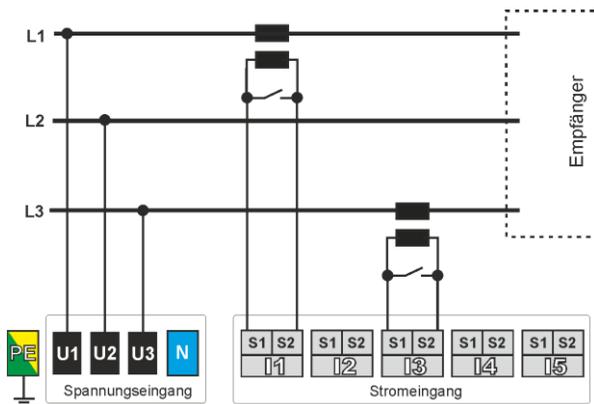


Abb. 28. Anschlussplan – 3-Phasen-3-Leitersystem, Aron-Messverfahren.

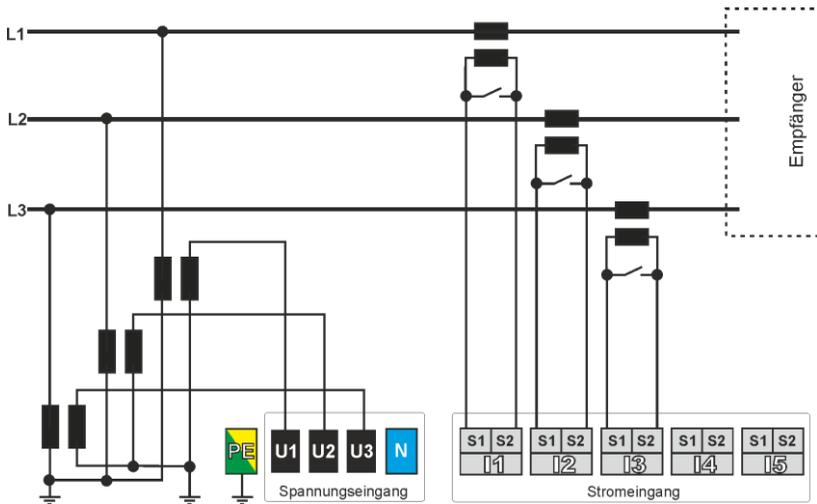


Abb. 29. Anschlussplan – 3-Phasen-3-Leiter-Indirektsystem mit Spannungswandlern.



Die Bandbreite der Wandler ist üblicherweise niedrig, wodurch Netzstörungen mit hohen Frequenzen, wie z.B. Blitzüberspannungen, weitgehend unterdrückt werden und auf der Sekundärseite des Transformators verzerrt werden. Es sollte bei der Verwendung der Funktion zur Messung der transienten in Konfigurationen mit Wandlern berücksichtigt werden.

2.11 Datenspeicherung

Der Analysator speichert Messdaten auf einer Speicherkarte (in der aktuellen Firmware-Version – auf einer externen Karte), deren gesamter verfügbarer Speicherplatz in drei Bereiche unterteilt ist:

- Bereich normativer Daten,
- Bereich Benutzerdaten,
- Bereich Energiezähler.

Die Platzaufteilung auf die einzelnen Bereiche wird über die Website konfiguriert. Darüber hinaus kann jeder dieser Bereiche auf einen von zwei Aufzeichnungstypen eingestellt werden:

- Kontinuierliche Aufzeichnung, bei der bei Platzmangel die ältesten Daten überschrieben werden,
- Lineare Aufzeichnung, bei der die Aufzeichnung eines bestimmten Datentyps gestoppt wird, wenn der Speicherplatz erschöpft ist.

Unabhängig vom gewählten Aufzeichnungsmodus kann der Analysator Daten maximal 200 Tage lang speichern; bei Überschreitung dieser Anzahl werden die ältesten Daten gelöscht.

Diagramme mit Oszillogrammen, $RMS_{1/2}$, Transienten und mehr werden im Benutzerdatenbereich gespeichert, auch wenn die zugehörigen Ereignisse aus normativen Daten stammen.

2.12 Normative Aufzeichnung

Der Analysator zeichnet automatisch Netzwerkparameter auf, die für das ausgewählte Normprofil EN 50160 erforderlich sind. Diese Parameter sind zusammen mit dem entsprechenden Zeitintervall (Mittelungsintervall) in Tab. 3 aufgeführt.

Tab. 3. Für normative Daten aufgezeichnete Parameter.

Parameter	Zeitintervall			
	10 Sek.	10 Min.	15 Min.	2 h
Frequenz	✓			
Effektive Spannung		✓		
Effektive Ströme		✓		
Spannungsharmonische		✓		
Stromharmonische		✓		
Spannungszwischenharmonische		✓		
Stromzwischenharmonische		✓		
THD-F der Spannung		✓		
THD-F des Stromes		✓		
Spannungsunsymmetrie		✓		
Stromunsymmetrie		✓		
Flicker Pst		✓		
Wirkleistung			✓	
Blindleistung Q1			✓	
Scheinleistung			✓	
Scheinleistung der Verzerrung			✓	
Wirkenergie			✓	
4-Quadranten-Blindenergie			✓	
Scheinenergie			✓	
4-Quadranten-Tangente φ			✓	
Flicker P _{LT}				✓

Zusätzlich zu den in Tab. 3 aufgeführten Parametern zeichnet der Analysator in der Norm EN 50160 definierte Ereignisse auf: Spannungseinbrüche, -spitzen und -unterbrechungen.

2.13 Konfigurationsänderungen und Mehrfachzugriff

Der PQM-750-Analysator bietet mehrere Möglichkeiten, eigene Einstellungen zu ändern. Unter Einstellungen sind alle Konfigurationsparameter des Analysators zu verstehen, darunter:

- allgemeine Einstellungen des Analysators (z. B. Zeitzone oder GUI-Sprache), die im EEPROM-Speicher abgelegt werden,
- Einstellungen im Zusammenhang mit dem Ethernet-Netzwerk (z. B. IP-Adresse, NTP-Server oder FTP-Client-Einstellungen), die im EEPROM-Speicher gespeichert sind,
- Messeinstellungen (z. B. Netzwerktyp, Nennspannung, aufgezeichnete Parameter), gespeichert auf der Speicherkarte.

Die Kanäle, die Sie zum Ändern von Einstellungen verwenden können, sind unten aufgeführt:

- Ändern von Einstellungen über die GUI des Messgeräts (in sehr begrenztem Umfang),
- Ändern von Einstellungen über den Webserver (Administratorkonto, unvollständiger Umfang),
- Ändern von Einstellungen mithilfe des Modbus-RTU-Protokolls (vollständiger Einstellungsumfang),
- Ändern von Einstellungen mithilfe des Modbus-TCP-Protokolls (vollständiger Einstellungsumfang),
- Ändern von Einstellungen mithilfe des SonelFrame-Protokolls (vollständiger Einstellungsumfang),

Um die Möglichkeit zu gewährleisten, die Einstellungen in jeder der oben genannten Schnittstellen zu ändern, war es notwendig, einen Mechanismus für Transaktionsänderungen der Einstellungen sowie einen Schutz vor versehentlicher oder unbefugter Änderung zu implementieren. Eine Einstellungsänderungstransaktion besteht immer aus den folgenden Schritten:

- 1) optionaler Schritt – Eingabe der Admin-PIN.
- 2) Entsperrn von Einstellungen zur Änderung,
- 3) Ändern von Konfigurationsparametern,
- 4) Sperren von Einstellungen.

Wenn die Einstellungen entsperrt sind, arbeitet jeder Kanal mit einer eigenen Kopie der Einstellungen, die zum Zeitpunkt der Entsperrung erstellt wird. Nach Änderungen an der Konfiguration werden die Einstellungen gesperrt und die Einstellungen aus der Kopie werden in die globalen Einstellungen des Messgeräts kopiert.

Die zum Abschluss der Transaktion erforderliche Zeit wurde auf 3 Minuten festgelegt. Sollten die Einstellungen bis dahin nicht wieder gesperrt werden, wird die Transaktion automatisch geschlossen und die vorgenommenen Änderungen verworfen.

Wenn Sie den Einstellungsassistenten über die GUI des Messgerätes (**EINSTELLUNGEN** → **MESSUNGEN**) aufrufen, wird die Transaktion ebenfalls geöffnet. Wenn der Benutzer den gesamten Assistenten nicht innerhalb von 3 Minuten abschließt, werden die Änderungen verworfen und die GUI kehrt zum Hauptbildschirm zurück.

Um die Einstellungen vor versehentlichen oder unbefugten Änderungen zu schützen, ist vor dem Entsperrn der Einstellungen die Eingabe der PIN (identisch mit der Admin-Benutzer-PIN in der GUI) erforderlich. Dies gilt nur für die folgenden Protokolle: Modbus RTU, Modbus TCP und SonelFrame.



Da in der aktuellen Version der Firmware des Messgerätes die Messdaten auf einer externen Speicherkarte gespeichert werden, ist eine Änderung der Einstellungen nicht möglich, wenn die Speicherkarte aus dem Steckplatz entfernt wurde. Dabei spielt es keine Rolle, ob die Änderungen Messeinstellungen oder andere betreffen.

2.14 FTP-Client

Der Analysator verfügt über einen integrierten FTP/FTPS-Client, der es Ihnen ermöglicht, die unten aufgeführten Dateien auf einen externen Server zu laden, der die oben genannten Protokolle unterstützt. Es werden unverschlüsselte (FTP), verschlüsselte (FTPS), aktive und passive Modi unterstützt. Der FTP-Client wird über den Webservicedienst konfiguriert.

Mit dem Analysator können Sie folgende Dateien generieren und per FTP versenden:

- tägliche PQDIF-Dateien mit 10-Minuten-Normdaten,
- tägliche PQDIF-Dateien mit 10-Sekunden-Normdaten (Frequenz),
- tägliche PQDIF-Dateien mit 15-Minuten-Normdaten,
- tägliche PQDIF-Dateien mit 2-Stunden-Normdaten (Flicker P_{LT}),
- PQDIF-Dateien mit normativen Ereignissen (Spannungseinbrüche, -steigerungen und -unterbrechungen),
- tägliche PQDIF-Dateien mit Benutzerdaten (begrenzt auf 100 MB Quelldaten pro Tag),
- PQDIF-Dateien mit Benutzerereignissen (Spannungseinbrüche, -steigerungen und -unterbrechungen, Phasensprünge, Spannungshüllkurvenereignisse, U_{N-E} -Spannungsüberschreitungsergebnisse, minimale und maximale Stromüberschreitungen).

Beispielname einer PQDIF-Datei mit 10-Minuten-Daten (Kombination aus Seriennummer, Datum und Uhrzeit des ersten Datensatzes, Mittelungszeit, Aufzeichnungstyp und Datentyp):

CE0026_2024-09-11_T_00-10-00_10min_std_trends.pqq

Beispielname einer PQDIF-Datei mit einem Überspannungseignis (Kombination aus Seriennummer, Datum und Uhrzeit des Ereignisbeginns, Ereignistyp, Aufzeichnungstyp und Datentyp):

CE0026_2024-09-12_T_23-47-53-542_VoltageSwell_std_event.pqq

Beispielname einer PQDIF-Datei mit 3-minütigen Benutzerregistrierungsdaten:

CE0026_2025-01-29_T_00-03-00_3min_user_trends.pqq

Da der Analysator die Daten in einzelne Tage unterteilt und mit der UTC-Zeit synchronisiert aufzeichnet, stehen nach Mitternacht der UTC-Zeit vollständige Daten für den Tag zur Verfügung. Ab diesem Zeitpunkt können die Daten in das PQDIF-Format konvertiert und an einen Remote-FTP-Server gesendet werden. In der FTP-Dienstkonfiguration kann der Benutzer die Uhrzeit nach Mitternacht UTC angeben, zu der das Hochladen von Dateien auf den Server beginnen soll. Sie können eine Zeit von 1 bis 12 Stunden nach Mitternacht UTC in Schritten von einer Stunde auswählen.

Im FTP-Konfigurationsfenster können Sie einen Verbindungstest durchführen, bei dem versucht wird, den Analysator mit dem FTP-Server zu verbinden und eine kleine Testdatei zu laden. Dadurch kann der Benutzer sicherstellen, dass die Konfiguration korrekt durchgeführt wurde. Dies bestätigt auch, dass alle Firewalls zwischen dem Analysator und dem Remote-FTP-Server korrekt konfiguriert sind und den FTP-Verkehr nicht blockieren.

2.15 Modbus RTU und Modbus TCP

Der Analysator unterstützt die Protokolle Modbus RTU (physische RS-485-Schnittstelle) und Modbus TCP (Ethernet-Schnittstelle). Sie bieten Zugriff auf eine Vielzahl von Mess- und Konfigurationsparametern des Messgeräts. Folgende Parameter werden zur Verfügung gestellt:

- gemessene 10/12-Perioden-Momentanwerte (200 Millisekunden),
- gemessene Durchschnittswerte 150/180-Periode (3 Sekunden),
- gemessene 10-Minuten-Durchschnittswerte,
- Konfigurationsparameter mit der Möglichkeit, diese zu speichern.

Detaillierte Informationen zu diesen Protokollen sowie eine vollständige Liste der verfügbaren Register finden Sie in der entsprechenden Bedienungsanleitung.

2.16 IEC 61850-Protokoll

Die auf der physischen Ethernet-Schnittstelle basierte Norm IEC 61850 definiert die Methode zum Informationsaustausch zwischen Energieautomatisierungsgeräten innerhalb von Umspannwerken. Die IEC 61850 definiert ein Standarddatenmodell und eine Namenskonvention für intelligente elektrische Geräte (kurz IED – Eng. *Intelligent Electrical Devices*) sowie eine gemeinsame Sprache für deren Konfiguration und gewährleistet so die Interoperabilität zwischen Geräten und Engineering-Tools.

PQM-750 unterstützt Edition 2.1 dieses Standards.

Detaillierte Informationen zu diesem Protokoll mit der Beschreibung des Datenmodells finden Sie in der entsprechenden Bedienungsanleitung.

2.17 Zeitsynchronisation

2.17.1 Anforderungen der Norm IEC 61000-4-30

Die Synchronisierung der Zeit des Analysators mit der Weltzeit UTC wird von der IEC 61000-4-30 für Geräte der Klasse A zur Bestimmung der Messdaten gefordert. Der maximale Bestimmungsfehler darf nicht größer sein als 20 ms für 50 Hz und 16,7 ms für 60 Hz. Eine solche Maßnahme ist erforderlich, damit die verschiedenen Analysatoren, die an das gleiche Signal angeschlossen sind, die gleichen Werte ergeben. Die Synchronisierung mit der Weltzeit ist auch erforderlich, wenn das Netz der Analysatoren verteilt ist. Wenn die Quelle des Zeitsignals nicht mehr verfügbar ist, muss die interne Echtzeituhr eine Genauigkeit der Zeitmessung besser als ± 1 Sekunde auf 24 Stunden gewährleisten, jedoch auch unter diesen Bedingungen muss für die Einhaltung der Klasse A zu Vergleichszwecken, die Messgenauigkeit die gleiche sein wie zuvor angegeben (d.h. maximal 1 Periode des Netzwerks).

Beim Analysegerät PQM-750 gibt es zwei Möglichkeiten, diese Anforderungen zu erfüllen:

- GPS-Synchronisation durch Hinzufügen eines externen GPS-1-Moduls zum Hauptmodul,
- IRIG-B-Synchronisation über eine externe IRIG-B-Signalquelle im RS-485-Standard. Das IRIG-B-Signal muss an den RS-485-2-Eingang des Analysators angeschlossen werden.

Bei der NTP-Synchronisierung kann die Taktgenauigkeit je nach ausgewählten Servern, Konfiguration und Ethernet-Netzwerklast erheblich variieren. Daher kann nicht garantiert werden, dass die NTP-Quelle die Anforderungen für Klasse A erfüllt.

2.17.2 Priorisierung von Zeitquellen

Für den Analysator gibt es vier mögliche Zeitquellen:

- GPS
- IRIG-B
- NTP
- RTC

GPS hat die höchste Priorität und die nächsten Quellen in der Liste haben in der Reihenfolge in dieser Liste Priorität. Das heißt, wenn auch andere Zeitquellen an den Analysator angeschlossen oder aktiv sind, wird der GPS-Quelle Vorrang eingeräumt, da sie die genaueste von ihnen ist.

Wenn keine GPS-Quelle vorhanden ist, wechselt der Analysator zur nächsten Quelle mit der höchsten Priorität: IRIG-B, dann NTP und schließlich RTC, das am wenigsten genau ist.

Bitte beachten Sie, dass das manuelle Einstellen von Datum und Uhrzeit, beispielsweise über die GUI des Analysators, nur möglich ist, wenn die aktuelle Zeitquelle RTC ist. Wenn eine andere Zeitquelle aktiv ist, können Uhrzeit und Datum nicht geändert werden. Die einzige Einstellung, die immer geändert werden kann, ist die Zeitzone.

Es ist auch möglich, den Analysator auf den Modus „Nur RTC“ einzustellen, in dem GPS/IRIG-B/NTP-Quellen ignoriert werden.

2.17.3 GPS-1-Modul

An das Hauptmodul des Analysators kann ein GPS-1-Empfängermodul mit externer Antenne angeschlossen werden, um eine genaue Zeitsynchronisierung entsprechend GPS-Satelliten zu ermöglichen.

Die GPS-Synchronisationszeit hängt von den Wetterbedingungen (Bewölkung, Niederschlag) und der Position der Empfangsantenne ab. Um optimale Ergebnisse zu erzielen, sollte die Antenne eine gute „Sichtbarkeit“ des Himmels gewährleisten. Um die Uhrzeit mit der erforderlichen Genauigkeit abzulesen, muss der GPS-Empfänger zunächst selbstständig seinen aktuellen geografischen Standort bestimmen (er muss mindestens 4 Satelliten „sehen“ – Position und Höhe). Nach der Bestimmung der Position und der Zeitsynchronisierung mit der UTC-Weltzeit, schaltet der Empfänger in den Nachfuhrbetrieb. Um die Zeitsynchronisierung in diesem Modus zu gewährleisten, wird freie Sicht auf nur einen GPS-Satelliten benötigt. Um jedoch die Position des Analysators zu bestimmen (nachdem er bewegt wurde), müssen vier weitere Satelliten verfügbar [sichtbar] sein (3 Satelliten, wenn GPS die Höhen Daten nicht aktualisiert).

Ein weiterer wichtiger Grund für die Verlängerung der Synchronisationszeit mit der UTC-Zeit ist die Notwendigkeit, Informationen über Schaltsekunden auszulesen. Ein Paket mit diesen Informationen wird alle 12,5 Minuten von GPS-Satelliten gesendet, was ein entscheidender Faktor für die Verlängerung der Zeit bis zur Synchronisierung sein kann.

Das GPS-1-Modul verfügt über einen integrierten Ausgang, der ein unmoduliertes IRIG-B-Zeitsynchronisierungssignal im elektrischen Standard RS-485 erzeugt. Dieser Ausgang kann zur zeitlichen Synchronisierung anderer PQM-750-Analysatoren über ihre IRIG-B-Eingänge verwendet werden.



HINWEIS!

Zusatzmodule sollten erst an das Messgerät angeschlossen werden, nachdem die Stromversorgung unterbrochen und das Hauptmodul ausgeschaltet wurde. Die Nichtbeachtung der oben genannten Empfehlung kann zu Schäden am Messgerät führen.

2.17.4 IRIG-B-Eingang

Der Analysator ist mit einem Zeitsynchronisationseingang gemäß IRIG-B-Standard ausgestattet. Zu diesem Zweck wird der RS-485-2-Eingang (Standard) verwendet, daher werden Quellen akzeptiert, die elektrisch mit dem RS-485-Differenzübertragungsstandard kompatibel sind und ein unmoduliertes Signal übertragen. Mehrere PQM-750-Analysatoren können gleichzeitig von einer einzigen IRIG-B-Signalquelle aus synchronisiert werden.

Der IRIG-B-Generator überträgt in 100 Bit kodierte Zeitinformationen, wobei die Dauer jedes Bits 10 ms beträgt. Jede Sekunde werden vollständige Informationen zur aktuellen Uhrzeit übertragen. Die Genauigkeit von IRIG-B-Zeitservern liegt typischerweise bei unter ± 1 ms, was mehr als ausreichend ist, um eine den Anforderungen der Klasse A entsprechende Zeitsynchronisierung des Analysators zu gewährleisten.

Zusatzmodul für PQM-750 – GPS-1 verfügt über einen eingebauten IRIG-B-Signalgenerator mit RS-485-Ausgang, der zur Synchronisierung anderer PQM-750-Analysatoren verwendet werden kann. Die niedrige Bitrate des IRIG-B-Protokolls ermöglicht zusammen mit dem elektrischen und differenziellen RS-485-Standard den Aufbau eines bis zu 1200 m langen Synchronisationsbusses.

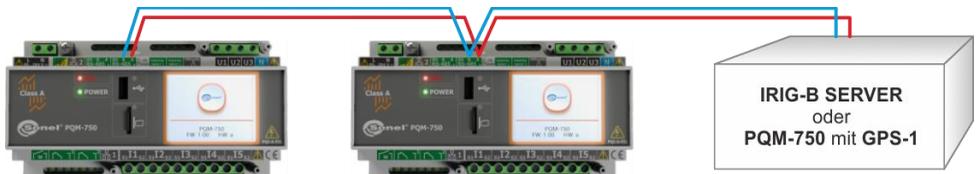


Abb. 30. Beispiel eines IRIG-B-Synchronisierungsnetzwerks

2.17.5 Markieren der Messdaten

Der Analysator speichert Messprotokolle zusammen mit der Flagge, die über eine fehlende Zeitsynchronisation informiert. Wenn während der Dauer des gesamten Mittelungsintervalls der Analysator mit der UTC-Zeit synchronisiert war, wird die Flagge nicht eingeschaltet und neben der Analyse der Daten wird kein Symbol, das über eine fehlende Synchronisierung informiert, nicht eingeschaltet. Wenn dieses Symbol fehlt, bedeutet das eine vollständige Einhaltung der mit der Klasse A aggregierten Daten in Bezug auf die Kennzeichnung der Zeit.

Falls der Analysator zuerst mit der Weltzeit UTC synchronisiert und danach wurde das Signal verloren, bedeutet dies nicht, dass der Analysator die Synchronisation verloren hat. Tatsächlich ist für eine gewisse Zeit (es kann über zehn Minuten oder länger dauern) die interne Timing-Genauigkeit ausreichend, um die Anforderungen der IEC 61000-4-30 im Bereich der Genauigkeit der Bestimmung der zeitlichen Daten zu erfüllen. Das geschieht so, weil die interne Uhr des Analysators sehr langsam die UTC-Zeitsynchronisierung verliert (aufgrund des Fehlens des GPS-Signals), aber der Fehler ist nicht größer als wenige Millisekunden für einen längeren Zeitraum. Somit ist trotz des Status, der das Fehlen des GPS-Signals anzeigt, gewährleistet, dass die Daten weiterhin ohne eine Flagge, die das Fehlen der Synchronisation mit der UTC-Zeit signalisiert, gespeichert. Erst wenn der Fehler den Grenzwert erreicht, wird die Flagge eingeschaltet.

2.17.6 Zeitsynchronisation

Da die Verfügbarkeit des Referenzsignals für die Zeitsynchronisation nicht dauerhaft gewährleistet ist, ist eine entsprechende Verwaltung der internen Zeit erforderlich, wenn dieses Signal zur Verfügung steht und die Zeit sich von der gemessenen Zeit des Analysators unterscheidet.

Bei fehlender Aufnahme ist die Situation die einfachste – nach Erhalt der Satellitenzeit schaltet die Uhr des Analysators automatisch um, ohne zusätzliche Bedingungen.

Im Falle einer aktiven Aufnahme kann eine plötzliche Änderung der internen Zeit zu einem Verlust der Messdaten führen, wenn die Zeit zurückgesetzt wird, oder es kann eine zeitliche Lücke in den Daten geben, wenn UTC-Zeit die Zeit des Analysators überholt. Um dies zu verhindern, wurde ein langsamer Synchronisierungsmechanismus der internen Zeit mit der Referenzzeit eingeführt. Dies beruht auf der Verzögerung oder Beschleunigung des internen Timers, so dass nach einer gewissen Zeit beide Uhren – die interne und die GPS-Uhr – abgeglichen werden und synchronisiert werden. Der Vorteil einer solchen Lösung ist, dass es zu keinem Verlust oder Mangel an Kontinuität in den Daten kommt.

Um Probleme mit der Zeitmessung während der Aufnahme zu vermeiden, müssen Sie ein paar Dinge beachten:

- Der Analysator muss die richtige Zeitzone eingestellt haben und die Zeit, die auf dem Bildschirm des Analysators angezeigt wird, muss möglichst der lokalen Zeit entsprechen (wenn kein Referenzsignal vor dem Beginn der Aufnahme vorhanden ist).
- Wenn möglich, sollten Sie vor dem Start der Aufnahme das GPS- oder IRIG-B-Signal empfangen, um die Zeit des Analysators mit der UTC-Zeit zu synchronisieren. Dadurch wird sichergestellt, dass die Timing-Fehler bei der Aufnahme gering sein werden und die Zeit schnell nachgestellt wird, falls das GPS- oder IRIG-B-Signal kurzzeitig verloren geht.
- Damit die Messung den Anforderungen der IEC 61000-4-30 in Bezug auf die Bestimmung der Zeit für die Klasse A entspricht, muss vor dem Start der Aufnahme der Analysator mit der UTC-Zeit synchronisiert werden, und die Verfügbarkeit des GPS-Signals für die Dauer der Aufnahme muss gewährleistet sein.

2.18 Konfiguration der 1-Wire-Temperatursensoren

An das Messgerät können bis zu vier 1-Wire-Temperatursensoren angeschlossen werden. Die Sensoren werden parallel an die DQ- und GND-Eingänge des Analysators angeschlossen. Jeder Sensor verfügt über eine interne, eindeutige Seriennummer, die im nichtflüchtigen ROM-Speicher gespeichert ist und zur Identifizierung der Sensoren am Bus verwendet wird. Die Art und Weise, wie die Sensoren an den Analysator angeschlossen werden, ist in Abb. 31 dargestellt.

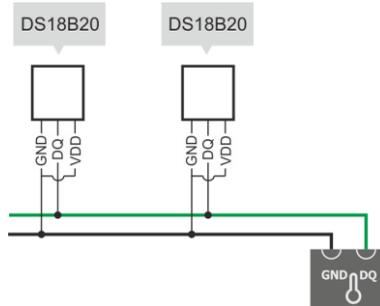


Abb. 31. Anschließen von 1-Wire-Sensoren an PQM-750.

Die von den Sensoren gemessenen Temperaturwerte werden im Messgerät den Parametern T1, T2, T3, T4 zugeordnet. Der Benutzer weist den Temperaturparametern T1-T4 eindeutige Sensornummern mit der Bezeichnung ROM1, ROM2, ROM3, ROM4 zu. Diese Zuweisung erfolgt über die GUI des Messgeräts und wird im Folgenden beschrieben.

Die Art und Weise, wie die Sensoren an den Analysator angeschlossen werden, ist in **EINSTELLUNGEN**→**1-WIRE**. Nachdem Sie die Sensoren (von 1 bis maximal 4) angeschlossen haben, drücken Sie die Taste **SUCHE**. Der Analysator sucht nach korrekt angeschlossenen Sensoren und liest deren eindeutige ROM1-ROM4-Nummern, die auf dem Bildschirm angezeigt werden.

Standardmäßig sind dem ROM1-Sensor der Parameter T1, ROM2→T2, ROM3→T3, ROM4→T4 zugeordnet. Der Benutzer kann diese Zuordnung jedoch ändern. Drücken Sie dazu auf dem 1-Wire-Konfigurationsbildschirm die Schaltfläche **ÄNDERN**, und verwenden Sie die Auf-Ab-Pfeile, um die Nummer des T1-T4-Parameters zu ändern, der einem bestimmten ROM1-ROM4-Sensor zugewiesen ist.

Die Schaltfläche **LÖSCHEN** entfernt alle gefundenen Sensoren aus der Liste.

Um die von den Sensoren gemessenen Temperaturen in Echtzeit auf dem Bildschirm anzuzeigen, können Sie im Hauptmenü **MESSUNGEN**→**1-WIRE** auswählen. Auf diesem Bildschirm werden die Temperaturen (in Grad Celsius) der konfigurierten Sensoren angezeigt.

2.19 Digitalausgänge

Der Analysator verfügt über zwei unabhängige digitale Ausgänge (Relais), deren Funktionsweise vom Benutzer konfiguriert werden kann. Es besteht die Möglichkeit, die Betätigung der Ausgänge mit den in Tab. 4 aufgeführten Ereignissen zu verknüpfen. Die Konfiguration erfolgt über die Website.

Tab. 4. Liste der Ereignisse, für die die Aktivierungsaktion digitaler Ausgänge eingestellt werden kann.

Ereignis Benutzerkonfiguration	Kanäle ¹⁾ (beliebige Kombination)
Spannungseinbruch	U1, U2, U3
Spannungsanstieg	U1, U2, U3
Spannungsunterbrechung	U1, U2, U3
Änderung der Hüllkurvenform	U1, U2, U3
Phasensprünge	U1, U2, U3
Überschreitung der maximalen Stromschwelle	I1, I2, I3
Überschreitung der aufgenommenen Wirkleistung P+	L1, L2, L3, TOT (Gesamtleistung)
Überschreitung der abgegebenen Wirkleistung P+	L1, L2, L3, TOT (Gesamtleistung)
Überschreitung der Blindleistung Q1	L1, L2, L3, TOT (Gesamtleistung)
Überschreitung der Scheinleistung S	L1, L2, L3, TOT (Gesamtleistung)
Überschreitung von THD-F der Spannung	U1, U2, U3
Überschreitung von THD-F des Stromes	I1, I2, I3
Überschreitung des Leistungsfaktors PF	L1, L2, L3, TOT (PF gesamt)
Überschreitung des $\cos\varphi$	L1, L2, L3, TOT ($\cos\varphi$ gesamt)

¹⁾ Bei den Spannungsparametern bedeuten die Kanäle 'U1,U2,U3' je nach Netztyp die Spannungen U_{1N} , U_{2N} , U_{3N} bzw. U_{12} , U_{23} , U_{31} .

Für jedes der in Tab. 4 aufgeführten Ereignisse können Sie die zu aktivierenden Relais auswählen. Es besteht die Möglichkeit, ein oder zwei Relais auszuwählen. Sie können für jedes Relais auch mehrere Ereignisse aktivieren.

Auf der Website ist es möglich, Relaisaktionen (jeweils unabhängig) zu konfigurieren. Es ist nur ein Impulsbetrieb der Relais möglich. Folgende Optionen stehen zur Verfügung:

- Impulsdauer nach Ereigniserkennung: von 10 ms bis 1000 ms, alle 10 ms, Standard 100 ms.
- Unterbrechungszeit (Inaktivität) nach der Impulserzeugung: von 0 bis 10 Sekunden, alle 1 Sekunde, Standard 2 Sekunden.
- Impulserzeugungsmodus: O→Z→O (Kontakte offen, Kontakte geschlossen, Kontakte offen) oder Z→O→Z (Kontakte geschlossen, Kontakte offen, Kontakte geschlossen).

Bei Umschaltrelais (SPDT), wie sie im PQM-750 verwendet werden, bedeutet der O-Zustand (Kontakte offen), dass das Relais ausgeschaltet ist (Kontakte in der Position, wie auf dem Aufkleber am Gehäuse angegeben) und der Z-Zustand (Kontakte geschlossen) bedeutet, dass das Relais eingeschaltet ist.

2.20 Digitale Eingänge

Der Analysator ist mit zwei galvanisch getrennten digitalen Eingängen (binär) ausgestattet. Der Zustand der digitalen Eingänge wird vom Analysator überwacht – der aktuelle Zustand der Eingänge wird u.a. auf dem Bildschirm des Analysators dargestellt. Es besteht die Möglichkeit, die Ereigniserkennungsfunktion zu aktivieren, um den Zustand beider Eingänge zu ändern. Der Benutzer kann den aktiven Triggerzustand (niedrig oder hoch) auch unabhängig für beide Eingänge festlegen.

2.21 Automatisches Abschalten

Der Analysator schaltet sich automatisch aus, wenn die AC/DC- und PoE-Hauptstromversorgung unterbrochen wird und der Akku vollständig leer ist. Wenn die Aufzeichnung gerade läuft, wird sie unterbrochen. Die Notabschaltung wird durch die Meldung **SCHWACHE BATTERIE. AUSSCHALTEN...**,

woraufhin sich der Analysator ausschaltet. Sobald die Stromversorgung wiederhergestellt ist, wird die Aufzeichnung fortgesetzt.

2.22 Aktualisierung der Firmware

Wenn neue interne Software (Firmware) veröffentlicht wird, kann der Analysator auf zwei Arten aktualisiert werden:

- Fernaktualisierung über einen Webbrowser mithilfe des integrierten Webservers,
- Update über USB-Stick.

Bei der zweiten Methode ist die Vorgehensweise wie folgt:

- Der erste Schritt besteht darin, die Update-Datei (dies ist eine Datei mit einem Namen wie „pqm750-update-v1.01.0.pqf“) auf einem FAT32-formatierten USB-Stick zu speichern. Andere Dateisysteme werden nicht unterstützt. Um den Vorgang zu beschleunigen, löschen Sie andere Dateien vom USB-Stick.
- Stecken Sie den USB-Stick in den USB-Anschluss des Analysators. Die LED neben dem Anschluss sollte aufleuchten, um anzuzeigen, dass ein Lesevorgang ausgeführt wird. Warten Sie mindestens 10 Sekunden, bis der Analysator die Datei dekodiert hat, um die Gültigkeit und Integrität der Datei zu überprüfen.
- Dann wählen Sie im Hauptmenü **EINSTELLUNGEN** →  → **UPDATE**. Wenn eine neue Datei gefunden wird, wird eine Meldung mit der erkannten Versionsnummer angezeigt. Nach Bestätigung mit der Schaltfläche wird das Analysator-Update gestartet. Wenn die Meldung „Aktualisierungsdatei fehlt“ angezeigt wird, wählen Sie einige Sekunden später erneut den Bildschirm **UPDATE** aus.
- Die Aktualisierung kann bis zu mehreren Minuten dauern. Der Analysator wird dann neu gestartet. Sie können überprüfen, ob die Aktualisierung erfolgreich war, indem Sie den Bildschirm **INFO** → **VERSION** überprüfen.

2.23 Service-Download von Systemprotokollen

In manchen Situationen kann es notwendig sein, Systemprotokolle vom Messgerät herunterzuladen. Bereiten Sie dazu einen im FAT32-System formatierten USB-Flash-Speicher (USB-Stick) mit einem leeren „log“-Verzeichnis im Hauptverzeichnis vor. Der vorbereitete Speicher sollte in den USB-Anschluss des Analysators eingesteckt werden. Wenn die oben genannten Bedingungen erfüllt sind, wird im Verzeichnis „log“ eine Systemprotokolldatei aufgezeichnet, die zur Analyse verwendet werden kann.

2.24 RTC-Knopfzellenbatterie

Die RTC-Uhr im Analysator bleibt auch dann erhalten, wenn der Analysator ausgeschaltet ist und keine externe Stromversorgung angeschlossen ist. In einer solchen Situation wird die RTC-Uhr zunächst über den eingebauten Li-Ion-Akku mit Strom versorgt. Erst wenn diese vollständig entladen ist, wird der RTC-Strom von einer CR1025-Knopfzellenbatterie bezogen, die in einem Korb im oberen Teil des Analysators neben der LAN2-Buchse platziert ist.

Die Spannung dieser Batterie wird vom Analysator überwacht – ihr Status kann im Menü des Messgeräts überprüft werden, indem Sie **EINSTELLUNGEN** → **STROMVERSORGUNG** auswählen. In der Zeile **RTC-BATTERIE** werden je nach Batteriestatus die folgenden Informationen angezeigt: **JA / UNGELADEN / FEHLT**. Wenn die Batterie schwach ist oder entfernt wurde, wird auf dem Bildschirm ein Warnbildschirm angezeigt. Der Benutzer kann das Kontrollkästchen **NICHT MEHR ANZEIGEN**, aktivieren, um zu verhindern, dass die Nachricht mehrmals wiederholt wird.

Um eine entladene Batterie auszutauschen, ziehen Sie den Korb mit einem Werkzeug (z. B. einem Schraubenzieher) heraus – ein flacher Schraubendreher mit einer Spitzenbreite von ca. 3 mm sollte in den Schlitz an der Seite der LAN2-Buchse eingeführt werden und ziehen Sie den Korb heraus, während

Sie den Korb auf der anderen Seite mit Ihrem Finger festhalten. Nachdem Sie die neue Batterie in den Batteriehalter eingesetzt haben, stecken Sie diese in den Sockel des Messgeräts und achten Sie dabei auf die richtige Ausrichtung des Batteriehalters.

2.25 Notfall-Reset

Der Analysator ist mit einer Hardware-Reset-Taste ausgestattet, die sich unter dem Speicherkartensteckplatz befindet. In Notfällen, wenn der Analysator nicht reagiert und in den Ruhezustand gerät, ist es möglich, den Prozessor des Messgeräts mit einem dünnen Stift und durch Drücken der Taste unter dem Aufkleber neu zu starten. Diese Option sollte nur als letztes Mittel genutzt werden. Bei der ersten Verwendung muss der Aufkleber durchstochen werden. Stecken Sie einen Stift in das Loch (nicht tiefer als 5 mm) und drücken Sie den Knopf mindestens 4 Sekunden lang (ein leichter Druck auf den Knopf sollte spürbar sein). Nach dieser Zeit wird das Messgerät neu gestartet oder ausgeschaltet, je nachdem, ob eine externe Stromversorgung angeschlossen ist oder nicht.



HINWEIS!

Das Zurücksetzen des Messgeräts während des normalen Betriebs kann zum Verlust aller oder eines Teils der aufgezeichneten Daten führen. Das Dateisystem auf Speicherkarten kann beschädigt werden.



Durch kurzes Drücken der Reset-Taste wird das LCD-Display neu initialisiert und der Prozessor nicht zurückgesetzt.

3 Cybersicherheit

3.1 Empfehlungen

Die ständig wachsende Zahl von Messgeräten, die an drahtgebundene und drahtlose Infrastrukturnetzwerke unterschiedlicher Art angeschlossen sind, ihre zunehmenden Fähigkeiten, umfangreiche Funktionen zur Steuerung externer Geräte, die Möglichkeit des Fernzugriffs und der Konfiguration, sind untrennbar mit ihrer höheren Anfälligkeit für Angriffe verbunden. Die Angriffsresistenz kann gestärkt werden durch:

- Verringerung potenzieller Schwachstellen,
- Reduzierung möglicher Angriffsmethoden,
- Reduzierung der Funktionalitäten und Berechtigungen, die im Falle eines erfolgreichen Angriffs genutzt werden können,
- Erhöhung der Wahrscheinlichkeit, den Angreifer zu entdecken.

Im Folgenden finden Sie Empfehlungen zur Erhöhung der Angriffsresistenz des Analysators:

- Das Produkt sollte in einem geschützten Bereich ohne Zutritt Unbefugter betrieben werden.
- Das Produkt sollte in einem isolierten Ethernet-Segment mit einer aktiven Firewall betrieben werden.
- Der Fernzugriff auf das Gerät sollte ausschließlich auf sichere lokale Verbindungen oder über verschlüsselte VPN-Verbindungen beschränkt werden.
- Ungesicherte und unverschlüsselte Kommunikationsprotokolle sollten deaktiviert werden: Modbus RTU, Modbus TCP, IEC 61850, SonelFrame.
- Der Zugriff auf die lokale GUI sollte gesichert werden, indem Sie eine PIN für die Benutzer „Administrator“ und „Benutzer“ aktivieren.
- Der Zugriff auf die Website sollte gesichert werden, indem Sie ein sicheres Passwort für den Benutzer „admin“ festlegen. Das empfohlene Passwort sollte aus mindestens 8 Zeichen bestehen, darunter mindestens:
 - ein numerisches Zeichen
 - ein Großbuchstabe
 - ein Kleinbuchstabe
 - ein Symbol

3.2 Passwortverwaltung

Die Benutzer-PIN „Admin“ schützt die Benutzeroberfläche des Messgeräts vor Änderungen der Analysatorkonfiguration durch Unbefugte. Wenn Sie diesen Code vergessen, besteht die einzige Möglichkeit, wieder Zugriff auf die GUI zu erhalten. Anstelle des PIN-Codes müssen Sie einen speziellen, individuellen 8-stelligen PUK-Entsperrcode verwenden, der mit dem Analysegerät geliefert wird.

Sobald der PUK-Code korrekt eingegeben wurde, werden die „Admin“- und „Benutzer“-PINs deaktiviert und zurückgesetzt, die GUI wird entsperrt und dann kann der Benutzer den „Admin“-Benutzer-PIN-Einstellungsbildschirm aufrufen und eine neue PIN festlegen.

Wenn Sie das Passwort des Website-Administrators (Benutzer „Admin“) vergessen haben, können Sie den Zugriff auf die Website in der GUI des Messgeräts entsperren, indem Sie den Bildschirm **EINSTELLUNGEN** → **PASSWORT ZURÜCKSETZEN** aufzurufen und Ihren Wunsch zum Zurücksetzen des Passworts bestätigen. Nach diesem Vorgang wird das Website-Administrator Kennwort auf „pqm“ zurückgesetzt. Nachdem Sie sich erneut auf der Website angemeldet haben, legen Sie mithilfe der Richtlinien im Kap. 3.1 ein neues, sicheres Passwort fest.

3.3 Verwendete TCP/UDP-Ports

Tab. 5. Verwendete TCP/UDP-Ports

Protokoll	Server/ Client	TCP/ UDP	Port	Standardmäßig aktiviert	Beschreibung
HTTPS	Server	TCP	443	Ja	Verschlüsselte Verbindung zur Website zur Konfiguration und Anzeige
FTP/FTPS	Client	TCP	>1024	Ja	Hochladen von Dateien auf einen Remote-FTP/FTPS-Server
NTP	Client	TCP	123	Ja	Zeitsynchronisation
Modbus TCP	Server	TCP	502 ¹⁾	Nein	Kommunikation mit dem Mastersystem über das Modbus TCP-Protokoll
IEC 61850	Server	TCP	102	Nein	Kommunikation mit dem Mastersystem über das IEC 61850-Protokoll
DHCP	Client	UDP	68	Nein	Dynamisches Abzug der IP-Adresse (Dynamic Host Configuration Protocol)
DNS	Client	UDP	53	Ja	Kommunikation mit einem DNS-Server zur Übersetzung von Domännennamen in IP-Adressen
SonelFrame	Server	TCP	4005	Ja	Kommunikation mit dem Mastersystem über das SonelFrame-Protokoll der Fa. Sonel S.A.

¹⁾ Möglichkeit, die Portnummer zu ändern

4 Aufbau und Messmethoden

4.1 Spannungseingänge

Der Spannungsverarbeitungsblock enthält drei Pfaden. Der Hauptpfad besteht aus vier Messkanälen (U1, U2, U3 und dem Neutralleiter N), die mit der Erdungsklemme verbunden sind und für die meisten Spannungsmessungen verwendet werden. Die Abtastrate dieses Pfades beträgt 81,92 kHz und der A/D-Wandler ist vom 24-Bit-Typ. Dieser Pfad verfügt über einen einzigen Bereich mit einer messbaren Spitzenspannung von ± 1500 V.

Der zweite Pfad dient zur Messung von Spannungen im 8-150-kHz-Band. Dieser Pfad besteht aus drei Kanälen (U1, U2, U3), die über Referenzleitungen: N oder E verfügen. Die Spannungen werden von einem 16-Bit-A/D-Wandler mit einer Abtastfrequenz von 1,024 MHz umgewandelt. Im Messpfad wird ein Bandpassfilter eingesetzt, der niedrigere Frequenzen (unterhalb einiger kHz) abschneidet und dessen Hauptzweck darin besteht, den Grundspannungsanteil von 50/60 Hz abzuschneiden.

Der dritte Pfad dient der schnellen Messung transients Zustände (verfügbar, wenn ein zusätzliches Transientenmodul installiert ist). Mit diesem Pfad können Sie die Spitzenspannung von ± 6 kV in 4 Kanälen mit einer maximalen Abtastfrequenz von 10 MHz messen.

4.2 Stromeingänge

Der Analysator verfügt über fünf unabhängige isolierte Stromeingänge mit den gleichen Parametern. An jeden Eingang können externe Stromwandler mit einem Stromausgang von 5 A angeschlossen werden (Analysatorversionen mit anderen Strombereichen sind möglich). Die Messpfade sind mit demselben A/D-Wandler verbunden wie der Hauptspannungsmesspfad: Abtastrate 81,92 kHz und 24 Bit.

4.3 Signalabtastung im Hauptspannungs- und Strompfad

Das Signal im Hauptpfad wird abgetastet in allen neun Kanälen gleichzeitig abgetastet mit der Frequenz, die mit der Versorgungsspannungsfrequenz im Referenzkanal synchronisiert ist. Die Frequenz beträgt 81,92 kHz für 50 Hz und 60 Hz. Daher enthält eine einzelne Netzwerkperiode 1638,4 Abtastwerte für 50 Hz und 1365,3 für 60 Hz.

Es wurde ein 24-Bit-Analog-Digital-Wandler mit der 64-fachen Überabtastung.

Die 3-dB-Dämpfung kommt für eine Frequenz von 170 kHz vor, der Amplitudenfehler für die maximale brauchbare Frequenz 15 kHz (d.h. die Frequenz der 256. Oberwellen für ein 60 Hz-Netzwerk) beträgt ca. 0,1 dB.

Es ist zu beachten, dass für die korrekte Messung der Phasenverschiebung zwischen Spannungsharmonischen im Verhältnis zu Stromharmonischen und der Leistung dieser Harmonischen nicht die absolute Phasenverschiebung im Verhältnis zur Grundfrequenz, sondern die Phasenkohärenz von Spannung und Strom ausschlaggebend ist. Beim PQM-750-Analysator beträgt der Phasenfehler zwischen den Spannungs- und Stromharmonischen der 256. Ordnung weniger als 4° .

Bei der Abschätzung der Messfehler von Leistungsharmonischen sollte auch der zusätzliche Fehler berücksichtigt werden, der durch externe Transformatoren entsteht.

4.4 PLL-Synchronisation

Die Synchronisierung der Abtastfrequenz wurde je durch Hardware/Software umgesetzt. Das Spannungssignal wird nach Durchlaufen der Eingangskreise auf den Bandpassfilter gerichtet, deren Aufgabe es ist die Stufe der Oberwellen zu verringern und nur die Grundkomponente der Spannung durchzulassen. Anschließend wird die Frequenz dieses Signals gemessen und zur Erzeugung eines Signals verwendet, das das PLL-Phasenschleifensystem steuert, welches den Analog-Digital-Wandler taktet.

Ein weiteres Problem ist der Bereich der Werte der Eingangsspannung, unter der der PLL-Kreis korrekt funktionieren wird. Die Norm IEC 61000-4-7 gibt hier keine spezifische Anleitung oder Anforderungen an. Hingegen die Norm IEC 61000-4-30 bestimmt den Wertebereich der

Versorgungsspannung, in der die metrologischen Parameter nicht verschlechtert werden und die Klasse A bestimmt sie auf 10%...150% U_{din} . Der Analysator erfüllt die obigen Anforderungen, bezüglich der Funktionsweise des PLL-Systems auch für die Spannung $U_{\text{din}} \geq 100 \text{ V}$, also ca. 10 V.

4.5 Frequenzmessung

Das Signal zur Messung der Netzfrequenz wird vom Referenzkanal entnommen (je nach Verfügbarkeit und Netztyp kann es sich um die Spannung U_{1N} , U_{2N} , U_{3N} , U_{12} , U_{23} , U_{31} handeln). Dies ist das gleiche Signal, mit dem die PLL-Schleife synchronisiert wird. Das Signal der Referenzbahn passiert den Bandpassfilter des 2-ten Grades, dessen Durchlassbereich auf eine Frequenz von 40..70 Hz bestimmt wurde. Die Aufgabe dieses Filters ist es, die Oberwellen zu reduzieren. Dann wird aus dem gefilterten Verlauf ein Rechtecksignal gebildet. Während des 10-sekündigen Messintervalls wird die Anzahl der Perioden des Signals und deren Laufzeit zusammengezählt. Die 10-sekündigen Zeitabstände werden durch die Echtzeituhr bestimmt (jede Multiplizität von 10 Sekunden). Die Frequenz wird als Verhältnis der Anzahl der Perioden und der Laufzeit berechnet. Eine schnellere 10/12-Periodenfrequenz (~200 ms) ist ebenfalls verfügbar.

4.6 Messung der Steuersignale

Der Analysator ermöglicht die Überwachung von zwei durch den Benutzer definierten Frequenzen im Bereich bis 30 kHz.

Die Norm IEC 61000-4-30 listet zwei Methoden zur Messung von Signalpegeln auf:

- ein Spektralband, wenn die benutzerdefinierte Frequenz des Steuersignals in der Mitte des Bandes liegt,
- die 4 nächstgelegenen Spektralbänder (Wurzel der Quadratsumme), wenn die Frequenz nicht in der Mitte des Bandes liegt.

PQM-750 nutzt beide Methoden und wählt sie dynamisch und automatisch abhängig von der aktuellen Netzfrequenz und der Frequenz des überwachten Signals.

Nach dem Überschreiten des durch den Benutzer definierten Schwellenwertes, speichert der Analysator den Signalpegel für eine vorgegebene Zeitdauer (bis 120 Sekunden). Standardmäßig misst der Analysator die Durchschnittswerte der Signale für das in den Einstellungen ausgewählte Zeitintervall (Hauptmittelungsperiode). Bei der Aufzeichnung nach EN 50160 werden zusätzlich alle 3-Sekunden-Mittelwerte beider Frequenzen erfasst und mit den in der Norm zulässigen Werten verglichen.

4.7 Emissionsmessung im Band 2 kHz bis 9 kHz

Der Analysator ermöglicht die Messung von Störungen im Frequenzband von 2 kHz bis 9 kHz gemäß den Bestimmungen der Normen IEC 61000-4-30 und IEC 61000-4-7. Dieser gesamte Bereich wurde in 35 Bänder mit einer Breite von jeweils 200 Hz unterteilt. Die Eingabedaten für den Algorithmus stammen aus den FFT-Ergebnissen für die Hauptstromkreise (Spannungen und Ströme). Harmonische und zwischenharmonische Werte werden aus denselben FFTs berechnet.

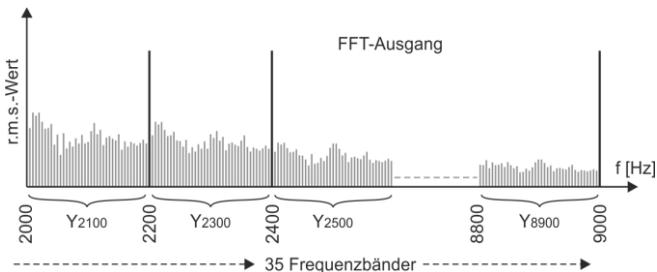


Abb. 32. Messung im Frequenzband 2-9 kHz.

Beispielsweise werden für das erste 200-Hz-Teilband mit der Bezeichnung Y_{2100} die Bänder (jeweils ca. 5 Hz breit) von 2005 Hz bis 2200 Hz gruppiert und ein einzelner Effektivwert berechnet. Dies wurde auf Abb. 32 gezeigt.

Für jeden der gemessenen Kanäle werden alle 10/12 Netzwerkperioden (ca. 200 ms) 35 Effektivwerte berechnet. Für diese Werte gelten dieselben Regeln für die Aggregation und Suche nach Minimal- und Maximalwerten wie für andere Netzwerkparameter.

Zusätzlich wird für jedes Messfenster (~200 ms) Folgendes ermittelt:

- Für jeden Kanal wird das Band mit der höchsten Amplitude ermittelt.
- Unter allen Kanälen wird der Kanal mit dem höchsten Amplitudenband und der Frequenz dieses Bandes gefunden.

Beide Daten werden auf dem „2-150 kHz“-Bildschirm des Analysators angezeigt und sind über Kommunikationskanäle verfügbar.

Der Analysator liefert berechnete 2-9-kHz-Emissionswerte: 10/12-Perioden-Stromwerte, Minimal-, Durchschnitts- und Maximalwerte im Mittelungszeitraum.

4.8 Emissionsmessung im Band 9 kHz bis 150 kHz

Der Analysator kann Spannungsstörungen im Band von 9 kHz bis 150 kHz messen. Die Messmethode basiert auf den Richtlinien der Norm IEC 61000-4-30 Ausgabe 3.

Drei dedizierte Messpfaden sind mit einem Bandfilter ausgestattet, der den Grundspannungsanteil dämpft, sodass er die Dynamik im gemessenen Band, also zwischen 9 und 150 kHz, nicht verringert. Nach Durchlaufen eines Bandpassfilters werden die Signale an dedizierte A/D-Wandler mit einer Abtastfrequenz von 1,024 MHz und einer Auflösung von 16 Bit weitergeleitet.

Die folgenden Spannungen werden gemessen:

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

oder

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

je nach dem gewählten Netzwerktyp.

Die Signale werden in Zeitfenstern von 500 μ s abgetastet. Diese Fensterlänge führt zu einer Frequenzauflösung von 2 kHz. Vor der Fourier-Transformation wird ein Blackman-Fenster auf die Proben angewendet, um den Effekt des spektralen Verlusts zu minimieren. Als Ergebnis der FFT-Operation berechnet das Messgerät den Effektivwert von 72 Frequenzbändern – von 8 kHz bis 150 kHz. In einem etwa 200 ms dauernden Messfenster des Hauptpfades finden für jeden der drei gemessenen Kanäle mehrere Dutzend solcher 500-Mikrosekunden-Messungen statt.

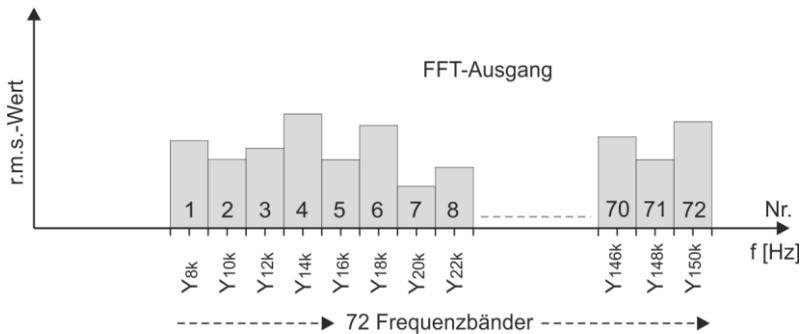


Abb. 33. Frequenzbänder bei der Messung des 9-150-kHz-Bandes.

Für jedes der 72 Bänder in einem 10/12-Periodenfenster (~200 ms) wird Folgendes berechnet:

- Signal-RMS-Wert (durchschnittlicher Effektivwert)
- Minimalwert (kleinster unter 500- μ s-Messungen)
- Maximalwert (höchster unter 500- μ s-Messungen)

Die berechneten Durchschnittswerte für ein 10/12-Periodenfenster werden entsprechend der vom Benutzer gewählten Mittelungszeit weiter gemittelt.

Da die Frequenzauflösung bei dieser Messung 2 kHz beträgt, sind die Bänder (Spektralbänder) mit einer geraden Zahl der Mittenfrequenz des Bandes gekennzeichnet, z. B. enthält das 8-kHz-Band Komponenten von 7 bis 9 kHz, das 10-kHz-Band – von 9 bis 11 kHz usw. bis zum 150-kHz-Band, das Spektralkomponenten von 149 bis 151 kHz enthält.

Analog zur Messung im 2-9 kHz-Band wird für jedes Messfenster (~200 ms) Folgendes ermittelt:

- Für jeden Kanal wird das Band mit der höchsten Amplitude ermittelt.
- Unter allen Kanälen wird der Kanal mit dem höchsten Amplitudenband und der Frequenz dieses Bandes gefunden.

Beide Daten werden auf dem „2-150 kHz“-Bildschirm des Analysators angezeigt und sind über Kommunikationskanäle verfügbar.

Der Analysator liefert berechnete 9-150-kHz-Emissionswerte: 10/12-Perioden-Stromwerte, Minimal-, Durchschnitts- und Maximalwerte im Mittelungszeitraum.

4.9 Erkennung der Ereignisse

Der Analysator bietet viele Möglichkeiten zur Erkennung von Ereignissen im gemessenen Netzwerk. Als Ereignis wird eine Situation bezeichnet, deren Wert des ausgewählten Netzwerk-Parameters den vom Benutzer bestimmten Schwellenwert überschreitet.

Das Auftreten eines Ereignisses wird auf der SD-Karte in Form eines Eintrages gespeichert, der folgende Informationen enthält:

- Parameter,
- Kanal, in dem Ereignis festgestellt wurde,
- Start- und Endzeiten des Ereignisses,
- der Schwellenwert, der vom Benutzer bestimmt wurde,
- Extremwert des Parameters, der während des Ereignisses gemessen wurde,
- Durchschnittswert des Parameters der während des Ereignisses gemessen wurde.

Je nach Art des Parameters können ein, zwei oder drei Schwellenwerte eingestellt werden, die der Analysator überprüfen wird. Die Tabelle listet alle Parameter, für die Ereignisse mit Unterscheidung der Art des Schwellenwerts festgestellt werden können. Die Spalte „Oszillogramm und RMS_{1/2}“ gibt an, für welche Arten von Ereignissen die Aufzeichnung von Oszillogrammen und RMS_{1/2}-Diagrammen möglich ist (Die Liste dieser Ereignisse kann in zukünftigen Firmware-Versionen erweitert werden).

Tab. 6. Arten der Schwellenwerte für die jeweiligen Parameter.

Parameter		Unterbrechung	Einbruch	Wachstum	Min.	Max.	Oszillogramm und RMS _{1/2}
U	Effektivwert der Spannung	✓	✓	✓		✓ ⁽¹⁾	✓
U _{Hüllkurve}	Änderung der Hüllkurvenform					✓	✓
U _{Phasensprung}	Phasensprung					✓	✓
RVC	Schnelle Spannungsänderungen					✓	✓
U _{DC}	Konstante Komponente der Spannung						
f	Frequenz				✓	✓	
CF U	Scheitelfaktor der Spannung (Crestfaktor)						
u ₂	Unsymmetriefaktor der Gegenkomponente der Spannung					✓	
P _{ST}	Flickerfaktor P _{ST}					✓	
P _{LT}	Flickerfaktor P _{LT}					✓	
I	Effektivwert des Stromes					✓	✓
CF I	Scheitelfaktor des Stromes						
i ₂	Unsymmetriefaktor der Gegenkomponente des Stromes						
P/P+/P-	Wirkleistung					✓	
Q ₁ , Q _B	Blindleistung					✓	
S	Scheinleistung					✓	
D, S _N	Leistungen der Verzerrung						
PF	Leistungsfaktor					✓	
cosφ	Phasenverschiebungsfaktor					✓	
tgφ	Tangens-Faktorφ (Vierquadranten)						
E _{P+} , E _{P-}	Wirkenergie (aufgezeichnet und abgegeben)					✓	
E _Q	Blindenergie (Vierquadranten)					✓	
E _S	Scheinenergie						
THD _F U	THD _F -Faktor der Spannung					✓	
U _{h0..U_{h256}}	Amplituden der Oberwellen der Spannung						
THD _F I	THD _F -Faktor des Stromes					✓	
I _{h0..I_{h256}}	Amplituden der Oberwellen des Stromes						
TID _F U	TID _F -Faktor der Spannung						
U _{ih0..U_{ih256}}	Amplituden der Zwischenharmonischen der Spannung						
TID _F I	TID _F -Faktor des Stromes						
I _{ih0..I_{ih256}}	Amplituden der interharmonischen Komponenten des Stromes						
K-Factor	Verlustfaktor im Transformator K						
Factor K	Lastminderungsfaktor Factor K						
U _{R1} , U _{R2}	Die Steuersignale						
U _t	Spannungstransienten (nur die Option „TR“)					✓	✓ ⁽²⁾

⁽¹⁾ bezieht sich auf die Spannung U_{NE}

⁽²⁾ Aufzeichnung von Transienten und Oszillogramm, kein RMS_{1/2}-Diagramm.

Einige der Parameter können sowohl positive und negative Werte annehmen. Ein Beispiel wäre die Wirkleistung, Blindleistung und der Leistungsfaktor. Da der Schwellenwert für ein Ereignis nur positiv

sein kann, vergleicht der Analysator für die genannten Parameter die absoluten Werte der Parameter mit dem eingestellten Schwellenwert.

Beispiel | *Der eingestellte Schwellenwert für die Wirkleistung beträgt 10 kW. Wenn die Belastung den Charakter eines Generators hat, wird die Wirkleistung bei korrekt angeschlossenen Stromzangen negativ sein. Wenn der gemessene absolute Wert der Wirkleistung den Schwellenwert überschreitet, also 10 kW (z.B. -11 kW) wird ein Ereignis aufgezeichnet – in diesem Fall das Überschreiten der maximalen Wirkleistung.*

Ausgewählte Arten von Parametern können Ereignisse auslösen, das der Benutzer um die Aufzeichnung der Momentverläufe (Oszillogramme) und $\text{RMS}_{1/2}$ -Werte ergänzen kann.

Verläufe der aktiven Spannungs- und Stromkanäle werden vom Analysator bei Beginn und Ende des Ereignisses aufgezeichnet. Der Benutzer kann in der Konfiguration die Dauer der Aufnahme der Verläufe (von 100 ms bis max. 60 s) und der $\text{RMS}_{1/2}$ -Wellenformen (von 1 s bis 60 s) und die Vorlaufzeit des Auslösens (für Oszillogramme von 40 ms bis max. 960 ms, für $\text{RMS}_{1/2}$ von 0,1 s bis 4,9 s) einstellen. Oszillogramme werden in dem gewählten Format gespeichert.

Die Information über das Ereignis wird nach Abschluss des Ereignisses gespeichert. In einigen Fällen kann es vorkommen, dass beim Beenden der Aufzeichnung ein Ereignis aktiv war (z.B. ein Spannungseinbruch stattfand). Die Information über ein solches Ereignis wird ebenfalls aufgezeichnet, jedoch mit den folgenden Änderungen:

- die Zeitangabe über das Ende des Ereignisses fehlt,
- der Extremwert wird nur bis zum Anhalten der Aufzeichnung gezählt,
- der Durchschnittswert wird nicht angegeben,
- für Ereignisse im Zusammenhang mit der effektiven Spannung und dem effektiven Strom ist nur für den Anfang ein Oszillogramm und ein $\text{RMS}_{1/2}$ -Diagramm verfügbar.

Um eine mehrfache Erkennung eines Ereignisses zu vermeiden, wenn der Parameterwert um den Schwellenwert schwankt, wurde eine vom Benutzer definierte Hysterese der Ereigniserkennung eingeführt. Es wird als Prozentsatz wie folgt definiert:

- für Ereignisse auf den Effektivwert der Spannung bezogen, ist dies ein Prozentsatz des Nennwerts der Spannung (z.B. 2% von 230 V, also 4,6 V),
- für Ereignisse auf den Effektivwert des Stromes bezogen, ist dies ein Prozentsatz des Nennbereichs des Stromes (z. B. ohne zusätzliche Übersetzungen und 5 A-Analysatoreingänge entspricht die 2 %-Hysterese $0,02 \times 5 \text{ A} = 0,1 \text{ A}$),
- für Ereignisse der konstanten Komponente der Spannung und der Spannung U_{N-E} wird die Hysterese als Prozentsatz des Schwellenwertes berechnet, aber nicht weniger als 50 mV (ohne Wandler).
- für alle anderen Parameter wird die Hysterese als Prozentsatz des maximalen Schwellenwerts bestimmt (z.B. wenn der maximale Schwellenwert für den Scheitelfaktor auf den Wert 4,0 bestimmt wurde, wird die Hysterese $0,02 \times 4,0 = 0,08$ betragen).

Für Ereignisse, die durch eine Änderung der Hüllkurvenform ausgelöst werden, gibt es einen Haltezeitparameter, der in Sekunden ausgedrückt wird (von 1 bis 600 s). Dieser Parameter bestimmt, wie lange der Analysator keine aufeinanderfolgenden Ereignisse aufzeichnet, die durch eine Änderung der Hüllkurvenform ausgelöst werden. Dies ermöglicht eine Begrenzung der Auslöser bei hochturbulenten Netzen.

4.9.1 Ereignisse anhand von Hüllkurvenformänderungen

Mit PQM-750 können Störungen in Form einer Spannungswellenform: die sogenannte Ereignisse ab der Veränderung der Hüllkurvenform zu erkennen werden.

Bei dieser Methode werden zwei benachbarte Perioden der Spannungswellenform miteinander verglichen – die Differenz zwischen ihnen wird berechnet und ihre maximale Amplitude geprüft, die dann mit einem vom Benutzer festgelegten Schwellenwert verglichen wird. Der prozentuale Schwellenwert bezieht sich auf den Nennwert der Spannung. Wenn die berechnete Amplitudenänderung den Schwellenwert überschreitet, wird ein Ereignis anhand der Hüllkurve ausgelöst. Ein solches Ereignis gilt

als abgeschlossen, wenn in mindestens drei aufeinanderfolgenden Laufperioden keine Überschreitung der Toleranzschwelle festgestellt wird.

Diese Funktion ist sehr hilfreich bei der Erkennung von nicht-stationären Störungen in der Netzversorgung. Beachten Sie, dass der Analysator bei niedrigen Erkennungsschwellenwerten eine sehr große Anzahl von Ereignissen in einem kurzen Zeitintervall erkennen kann. Aus diesem Grund steht dem Benutzer der in Sekunden ausgedrückte Parameter **UNTERBRECHUNG** zur Verfügung. Sobald ein Ereignis erkannt wird, blockiert der Analysator die Erkennung weiterer Ereignisse (in einem bestimmten Kanal) für die durch diesen Parameter festgelegte Zeit. Sie kann zwischen 1 s und 600 s eingestellt werden.

4.9.2 Ereignisse anhand von Phasensprung

Der Analysator ist in der Lage, Änderungen in der Phase der Grundschwingung der Spannung zu erkennen. Der Erkennungsalgorithmus vergleicht die Winkel der Grundspannungskomponente von zwei oder drei benachbarten Perioden. Ist die Winkeldifferenz größer als ein vom Benutzer festgelegter Schwellenwert, der in Winkelgraden ausgedrückt wird, wird die Ereigniserkennung zusammen mit dem gemessenen Wert der Phasenwinkelneigung aufgezeichnet. Zu den Informationen über das erkannte Ereignis gehören der Zeitpunkt des Auftretens und der ermittelte Hubwert, ausgedrückt in Winkelgraden (Winkel φ in der Abbildung). Es ist auch möglich, das Oszillogramm zu speichern und den $RMS_{1/2}$ -Wert aufzuzeichnen. Der kleinste Wert der erkannten Phasensprünge beträgt 1 Winkelgrad.

4.9.3 Ereignisse mit schnellen Spannungsschwankungen (RVC)

Die schnelle Spannungsschwankung (RVC) wurde im Dokument „Qualität der Stromversorgung – Leitfaden“ ausführlicher beschrieben. Der Analysator kann Ereignisse dieser Art erkennen und aufzeichnen, wenn die entsprechende Option in der Messkonfiguration aktiviert ist. Der Benutzer gibt zu diesem Zweck die folgenden Parameter ein:

- **SCHWELLENWERT** – ausgedrückt als Prozentsatz der Nennspannung, der die Empfindlichkeit der Erkennung bestimmt; je kleiner der Schwellenwert ist, desto größer ist die Empfindlichkeit und desto mehr Ereignisse dieser Art werden erkannt. Der typische Schwellenwert liegt bei 5% U_{NOM} . Der eingegebene Schwellenwert bezieht sich auf den ΔU_{MAX} -Wert der RVC-Ereignisse.
- **HYSTERESE**, auch als Prozentsatz der Nennspannung ausgedrückt. Sie muss unter dem Schwellenwert liegen. Je näher die Hysterese am Schwellenwert liegt, desto geringer ist der Bereich der Spannungsänderung, der erforderlich ist, um die Spannung wieder als stabil zu betrachten. In der Regel wird der Hysteresewert als die Hälfte des eingestellten Schwellenwerts angenommen.
- Wenn der Benutzer zusammen mit RVC-Ereignissen auch oszillografische Wellenformen und $RMS_{1/2}$ -Spannungs- und Stromdiagramme aufzeichnen möchte, ist dies nach Auswahl der entsprechenden Option in der Konfiguration möglich. Die aufgezeichneten Wellenformen beziehen sich nur auf den Beginn des RVC-Ereignisses.

Standardmäßig werden mehrphasige Ereignisse erkannt. Dabei ist zu beachten, dass nach dem Algorithmus der IEC 61000-4-30 ein mehrphasiges Ereignis auch als ein Ereignis gilt, das nur in einer Phase aufgetreten ist (Mehrphasigkeit ist hier als ein systemspezifisches Phänomen zu betrachten und nicht als eine Anforderung, dass es in mehreren Phasen gleichzeitig auftreten muss).

Bei der Registrierung zur Einhaltung einer ausgewählten Norm, die auch die RVC-Messung umfasst, werden die RVC-Parameter aus den Standardeinstellungen der betreffenden Norm übernommen.

4.10 Mittelungsmethoden der Parameter

Mittelungsmethoden der Parameter	
Parameter	Mittelungsmethode
Effektive Spannung	RMS
Gleichspannung	arithmetischer Mittelwert
Frequenz	arithmetischer Mittelwert
Scheitelfaktor U, I	arithmetischer Mittelwert
Symmetrische Komponenten U, I	RMS
Asymmetrie-Koeffizienten U, I	berechnet aus Durchschnittswerten der symmetrischen Komponenten
Effektiver Strom	RMS
Wirk-, Blind-, Scheinleistung, Leistung der Verzerrung	arithmetischer Mittelwert
Leistungsfaktor PF	errechnet aus den Mittelwerten der Leistung
$\cos\varphi$	arithmetischer Mittelwert
$\text{tg}\varphi$	berechnet als das Verhältnis von Blindleistung zu Wirkleistung (im betreffenden Quadranten)
THD U, I	berechnet als das Verhältnis des mittleren Effektivwerts (RMS) der höheren Harmonischen zum mittleren Effektivwert (RMS) der Grundschiwingung (für THD-F), oder das Verhältnis des durchschnittlichen RMS-Werts der höheren Harmonischen der effektiven Spannung zum durchschnittlichen Wert der effektiven Spannung (für THD-R)
TID U, I	berechnet als das Verhältnis des mittleren Effektivwerts (RMS) der Zwischenharmonischen zum mittleren Effektivwert (RMS) der Grundschiwingung (für TID-F), oder das Verhältnis des durchschnittlichen RMS-Werts der Zwischenharmonischen zum durchschnittlichen Wert der effektiven Spannung (für TID-R)
Amplituden der Oberwellen U, I	RMS
Amplituden der interharmonischen Komponenten U, I	RMS
K-Faktor	RMS
Winkel zwischen den Oberwellen der Spannungen und der Ströme	Arithmetischer Mittelwert (kartesische Methode)
Wirk- und Blindleistung der Oberwellen	Arithmetischer Mittelwert

Anmerkungen:

Der RMS-Mittelwert wird gemäß der Formel berechnet:

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

Der arithmetische Mittelwert (AVG) wird nach der Formel berechnet:

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

wo:

- X_i ist ein weiterer Parameterwert, der der Mittelung unterliegt,
- N die Ziffer des Wertes, der gemittelt werden soll.

5 Berechnungsformeln

5.1 Einphasen-Netz

Einphasen-Netz			
Parameter			Berechnungsmethode
Bezeichnung	Kennzeichnung	Einheit	
Effektive Spannung (True RMS)	U_A	V	$U_A = \sqrt{\frac{1}{M} \sum_{i=1}^M U_i^2}$ wo U_i die folgende Spannungsprobe ist U_{A-N} $M = 16384$ für 50 Hz und 60 Hz Netze
Konstante Komponente der Spannung	U_{ADC}	V	$U_{ADC} = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M U_i$ wo U_i die folgende Spannungsprobe ist U_{A-N} $M = 16384$ für 50 Hz und 60 Hz Netze
Frequenz	f_{10s}	Hz	Die Gesamtzahl der Perioden der Spannung U_{A-N} während des 10-sekündigen Intervalls der Echtzeituhr, geteilt durch die Gesamtzeit der Laufzeit der vollen Perioden
Effektiver Strom (True RMS)	I_A	A	$I_A = \sqrt{\frac{1}{M} \sum_{i=1}^M I_i^2}$ wo I_i die folgende Stromprobe ist I_A $M = 16384$ für 50 Hz und 60 Hz Netze
Wirkleistung	P	W	$P = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M U_i I_i$ wo U_i die folgende Spannungsprobe ist U_{A-N} I_i die folgende Stromprobe ist I_A $M = 16384$ für 50 Hz und 60 Hz Netze
Blindleistung nach Budeanu	Q_B	var	$Q_B = \sum_{h=1}^{256} U_h I_h \sin \varphi_h$ wo U_h die h -te Oberwelle der Spannung U_{A-N} ist I_h ist die h -te Oberwelle des Stromes I_A φ_h ist der h -te Winkel zwischen den Oberwellen U_h und I_h
Blindleistung der Grundkomponente	Q_1	var	$Q_1 = U_1 I_1 \sin \varphi_1$ wo U_1 die Grundkomponente der Spannung U_{A-N} ist I_1 ist die Grundkomponente des Stromes I_A φ_1 ist der Winkel zwischen den Grundkomponenten U_1 und I_1
Scheinleistung	S	VA	$S = U_{ARMS} I_{ARMS}$
Scheinleistung der Verzerrung	S_N	VA	$S_N = \sqrt{s^2 - (U_1 I_1)^2}$
Verzerrungsleistung nach Budeanu	D_B	var	$D_B = \sqrt{s^2 - P^2 - Q_B^2}$
Leistungsfaktor	PF	-	$PF = \frac{P}{S}$ Wenn $PF < 0$ hat die Belastung den Charakter eines Generators Wenn $PF > 0$ hat die Belastung den Charakter eines Empfängers
Phasenverschiebungsfaktor	$\cos \varphi$ DPF	-	$\cos \varphi = DPF = \cos(\varphi_{U_1} - \varphi_{I_1})$ wobei φ_{U_1} der absolute Winkel der Grundkomponente der Spannung U_{A-N} ist φ_{I_1} ist der absolute Winkel der Grundkomponente des Stromes I_A

Tangens φ (Vierquadranten)	$tg\varphi(L+)$	-	$tg\varphi(L+) = \frac{\Delta E_{Q(L+)}}{\Delta E_{P+}}$ wo: $\Delta E_{Q(L+)}$ ist die Zunahme der Blindenergie $E_{Q(L+)}$ (Budeanu/IEEE-1459) in einem bestimmten Mittelungsintervall, ΔE_{P+} ist die Zunahme der aufgenommenen Wirkenergie E_{P+} in einem bestimmten Mittelungsintervall
	$tg\varphi(C-)$	-	$tg\varphi(C-) = -\frac{\Delta E_{Q(C-)}}{\Delta E_{P+}}$ wo: $\Delta E_{Q(C-)}$ ist die Zunahme der Blindenergie $E_{Q(C-)}$ (Budeanu/IEEE-1459) in einem bestimmten Mittelungsintervall, ΔE_{P+} ist die Zunahme der aufgenommenen Wirkenergie E_{P+} in einem bestimmten Mittelungsintervall
	$tg\varphi(L-)$	-	$tg\varphi(L-) = \frac{\Delta E_{Q(L-)}}{\Delta E_{P+}}$ wo: $\Delta E_{Q(L-)}$ ist die Zunahme der Blindenergie $E_{Q(L-)}$ (Budeanu/IEEE-1459) in einem bestimmten Mittelungsintervall, ΔE_{P+} ist die Zunahme der aufgenommenen Wirkenergie E_{P+} in einem bestimmten Mittelungsintervall
	$tg\varphi(C+)$	-	$tg\varphi(C+) = -\frac{\Delta E_{Q(C+)}}{\Delta E_{P+}}$ wo: $\Delta E_{Q(C+)}$ ist der Blindenergiegewinn von $E_{Q(C+)}$ (Budeanu/IEEE-1459) über ein bestimmtes Mittelungsintervall, ΔE_{P+} ist die Zunahme der aufgenommenen Wirkenergie E_{P+} in einem bestimmten Mittelungsintervall
Komponenten der Oberwellen der Spannung und des Stroms	U_{hx} I_{hx}	V A	Methode der harmonischen Untergruppen nach IEC 61000-4-7 \times (Ordnung der Oberwelle) = 1..256
Klirrfaktor bezogen auf die grundlegende Komponente	$THD-F U$	%	$THDF U = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^k U_h^2}}{U_1} \times 100\%$ wo U_h die h -te Oberwelle der Spannung U_{A-N} ist U_1 ist die Grundkomponente der Spannung U_{A-N} $k = 40, 50, 256$
Klirrfaktor der harmonischen Verzerrung für Spannung bezogen auf den Effektivwert	$THD-R U$	%	$THDR U = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^k U_h^2}}{U_{ARMS}} \times 100\%$ wo U_h die h -te Oberwelle der Spannung U_{A-N} ist $k = 40, 50, 256$
Klirrfaktor der harmonischen Verzerrung für Strom bezogen auf die grundlegende Komponente	$THD-F I$	%	$THDF I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^k I_h^2}}{I_1} \times 100\%$ wo I_h ist die h -te Oberwelle des Stromes I_A I_1 ist die Grundkomponente des Stromes I_A $k = 40, 50, 256$
Klirrfaktor der harmonischen Verzerrung für Strom bezogen auf den Effektivwert	$THD-R I$	%	$THDR I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^k I_h^2}}{I_{ARMS}} \times 100\%$ wo I_h ist die h -te Oberwelle des Stromes I_A $k = 40, 50, 256$
TDD-Faktor	TDD	%	$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_L} \times 100\%$ wo I_h ist die h -te Oberwelle des Stromes I_A I_L ist der geforderte Strom (im Automatikmodus ist I_L der maximale Mittelwert der Grundschwingung des Stroms aller gemessenen Stromkanäle über das gesamte Aufzeichnungsintervall)

Komponenten der Zwischenharmonischen der Spannung und des Stroms	U_{ihx} I_{ihx}	V A	Methode der Messung von Untergruppen der Zwischenharmonischen nach IEC 61000-4-7 x (Ordnung der Zwischenharmonischen) = 0..256 (die Subharmonische berücksichtigt auch das 5 Hz-Band)
Klirrfaktor der zwischenharmonischen Verzerrung für Spannung bezogen auf die grundlegende Komponente	$TID-F U$	%	$TIDF U = \frac{\sqrt{\sum_{ih=0}^k U_{ih}^2}}{U_1} \times 100\%$ wo U_{ih} ist die ih -te Zwischenharmonische der Spannung U_{A-N} U_1 ist die Grundkomponente der Spannung U_{A-N} $k = 40, 50, 256$
Klirrfaktor der zwischenharmonischen Verzerrung für Spannung bezogen auf den Effektivwert	$TID-R U$	%	$TIDR U = \frac{\sqrt{\sum_{ih=0}^k U_{ih}^2}}{U_{ARMS}} \times 100\%$ wo U_{ih} ist die ih -te Zwischenharmonische der Spannung $k = 40, 50, 256$
Klirrfaktor der zwischenharmonischen Verzerrung des Stroms bezogen auf die grundlegende Komponente	$TID-F I$	%	$TIDF I = \frac{\sqrt{\sum_{ih=0}^k I_{ih}^2}}{I_1} \times 100\%$ wo I_{ih} ist die ih -te Zwischenharmonische des Stromes I_A I_1 ist die Grundkomponente des Stromes I_A $k = 40, 50, 256$
Klirrfaktor der zwischenharmonischen Verzerrung für Strom bezogen auf den Effektivwert	$TID-R I$	%	$TIDR I = \frac{\sqrt{\sum_{ih=0}^k I_{ih}^2}}{I_{ARMS}} \times 100\%$ wo I_{ih} ist die ih -te Zwischenharmonische des Stromes I_A $k = 40, 50, 256$
Scheitelfaktor der Spannung (Crestfaktor)	CFU	-	$CFU = \frac{\max. U_i }{U_{ARMS}}$ wo der Operator $\max. U_i $ für den größten Wert unter den absoluten Werten der Spannungsproben U_{A-N} steht $i = 16384$ für 50 Hz und 60 Hz Netze
Scheitelfaktor des Stromes	CFI	-	$CFI = \frac{\max. I_{umd} }{I_{ARMS}}$ wo der Operator $\max. I_i $ für den größten Wert unter den absoluten Werten der Stromproben I_A steht $i = 16384$ für 50 Hz und 60 Hz Netze
Verlustfaktor im Transformator K	$K-Factor$	-	$K - Faktor = \frac{\sum_{h=1}^k I_h^2 h^2}{I_1^2}$ wo I_h ist die Oberwelle h -ter Ordnung des Stromes I_A I_1 ist die Grundkomponente des Stromes I_A $k = 40, 50, 256$
Lastminderungsfaktor Factor K	$Factor K$	-	$K - Faktor = \sqrt{1 + \frac{e}{1+e} \left(\frac{I_1}{I}\right)^2 \sum_{h=2}^n \left(h^q \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2\right)}$ $n = 40, 50, 256$ Einzelheiten in Dokument „Qualität der Stromversorgung – Leitfaden“.
Wirkleistungen der Oberwelle	P_h $h=1..256$	W	$P_h = U_h I_h \cos \varphi_h$ wo U_h die h -te Oberwelle der Spannung U_{A-N} ist I_h ist die h -te Oberwelle des Stromes I_A φ_h ist der Winkel zwischen den Oberwellen U_h und I_h
Blindleistung der Oberwelle	Q_h $h=1..256$	var	$Q_h = U_h I_h \sin \varphi_h$ wo U_h die h -te Oberwelle der Spannung U_{A-N} ist I_h ist die h -te Oberwelle des Stromes I_A φ_h ist der Winkel zwischen den Oberwellen U_h und I_h
Kurzfristiger Flickerfaktor	P_{st}	-	berechnet nach IEC 61000-4-15

Langfristiger Flickerfaktor	P_{LT}	-	$P_{LT} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N P_{STi}^3}{N}}$ wo P_{STi} der i -te kurzfristige Flickerfaktor ist
Wirkenergie (aufgezeichnet und abgegeben)	E_{P+} E_{P-}	Wh	$E_{P+} = \sum_{i=1}^M P_+(i)T(i)$ $P_+(i) = \begin{cases} P(i) & \text{für } P(i) > 0 \\ 0 & \text{für } P(i) \leq 0 \end{cases}$ $E_{P-} = \sum_{i=1}^M P_-(i)T(i)$ $P_-(i) = \begin{cases} P(i) & \text{für } P(i) < 0 \\ 0 & \text{für } P(i) \geq 0 \end{cases}$ <p>wo: i ist die folgende Nummer des 10/12-Perioden Messfensters $P(i)$ steht für die Wirkleistung P, die in dem i-ten Messfenster berechnet wurde $T(i)$ steht für die Laufzeit des i-ten Messfensters in Stunden</p>
Blindenergie (Vierquadranten)	$E_{Q(L+)}$ $E_{Q(C-)}$ $E_{Q(L-)}$ $E_{Q(C+)}$	varh	$E_{Q(L+)} = \sum_{i=1}^M Q_{L+}(i)T(i)$ $Q_{L+}(i) = Q(i) \text{ wenn } Q(i) > 0 \text{ und } P(i) > 0$ $Q_{L+}(i) = 0 \text{ ansonsten}$ $E_{Q(C-)} = \sum_{i=1}^M Q_{C-}(i)T(i)$ $Q_{C-}(i) = Q(i) \text{ wenn } Q(i) > 0 \text{ und } P(i) < 0$ $Q_{C-}(i) = 0 \text{ ansonsten}$ $E_{Q(L-)} = \sum_{i=1}^M Q_{L-}(i)T(i)$ $Q_{L-}(i) = Q(i) \text{ wenn } Q(i) < 0 \text{ und } P(i) < 0$ $Q_{L-}(i) = 0 \text{ ansonsten}$ $E_{Q(C+)} = \sum_{i=1}^M Q_{C+}(i)T(i)$ $Q_{C+}(i) = Q(i) \text{ wenn } Q(i) < 0 \text{ und } P(i) > 0$ $Q_{C+}(i) = 0 \text{ ansonsten}$ <p>wo: i ist die folgende Nummer des 10/12-Perioden Messfensters $Q(i)$ steht für den Wert der Blindleistung (Budeanu oder IEEE 1459), der in dem i-ten Messfenster berechnet wurde $P(i)$ steht für die berechnete Wirkleistung im i-ten Messfenster $T(i)$ steht für die Laufzeit des i-ten Messfensters in Stunden</p>
Scheinenergie	E_S	VAh	$E_S = \sum_{i=1}^M s(i)T(i)$ <p>wo: i ist die folgende Nummer des 10/12-Perioden Messfensters $S(i)$ steht für den Wert der Scheinleistung S, der in dem i-ten Messfenster berechnet wurde, $T(i)$ steht für die Laufzeit des i-ten Messfensters in Stunden</p>

5.2 Zweiphasennetz

Zweiphasennetz (nicht erwähnte Parameter, die wie für ein Einphasennetz berechnet werden)			
Parameter			Berechnungsmethode
Bezeichnung	Kennzeichnung	Einheit	
Gesamte Wirkleistung	P_{tot}	W	$P_{tot} = P_A + P_B$
Gesamte Blindleistung nach Budeanu	Q_{Btot}	var	$Q_{Btot} = Q_{BA} + Q_{BB}$
Gesamte Blindleistung der Grundkomponente	Q_{1tot}	var	$Q_{1tot} = Q_{1A} + Q_{1B}$
Gesamte Scheinleistung	S_{tot}	VA	$S_{tot} = S_A + S_B$
Gesamte Scheinleistung der Verzerrung	S_{Ntot}	VA	$S_{Ntot} = S_{NA} + S_{NB}$
Gesamte Verzerrungsleistung nach Budeanu	D_{Btot}	var	$D_{Btot} = D_{BA} + D_{BB}$
Gesamter Leistungsfaktor	PF_{tot}	-	$PF_{tot} = \frac{P_{tot}}{S_{tot}}$
Gesamter Phasenverschiebungsfaktor	$\cos \varphi_{tot}$ DPF_{tot}	-	$\cos \varphi_{tot} = DPF_{tot} = \frac{1}{2} (\cos \varphi_A + \cos \varphi_B)$
Gesamter Tangens φ (Vierquadranten)	$tg \varphi_{tot(L+)}$	-	$tg \varphi_{tot(L+)} = \frac{\Delta E_{Qtot(L+)}}{\Delta E_{Ptot+}}$ wo: $\Delta E_{Qtot(L+)}$ ist die Zunahme der gesamten Blindenergie $E_{Qtot(L+)}$ (Budeanu/IEEE-1459) in einem bestimmten Mittelungsintervall, ΔE_{Ptot+} ist die Zunahme der aufgenommenen gesamten Wirkenergie E_{Ptot+} in einem bestimmten Mittelungsintervall
	$tg \varphi_{tot(C-)}$	-	$tg \varphi_{tot(C-)} = - \frac{\Delta E_{Qtot(C-)}}{\Delta E_{Ptot+}}$ wo: $\Delta E_{Qtot(C-)}$ ist die Zunahme der gesamten Blindenergie $E_{Qtot(C-)}$ (Budeanu/IEEE-1459) in einem bestimmten Mittelungsintervall, ΔE_{Ptot+} ist die Zunahme der aufgenommenen gesamten Wirkenergie E_{Ptot+} in einem bestimmten Mittelungsintervall
	$tg \varphi_{tot(L-)}$	-	$tg \varphi_{tot(L-)} = \frac{\Delta E_{Qtot(L-)}}{\Delta E_{Ptot+}}$ wo: $\Delta E_{Qtot(L-)}$ ist die Zunahme der gesamten Blindenergie $E_{Qtot(L-)}$ (Budeanu/IEEE-1459) in einem bestimmten Mittelungsintervall, ΔE_{Ptot+} ist die Zunahme der aufgenommenen gesamten Wirkenergie E_{Ptot+} in einem bestimmten Mittelungsintervall
	$tg \varphi_{tot(C+)}$	-	$tg \varphi_{tot(C+)} = - \frac{\Delta E_{Qtot(C+)}}{\Delta E_{Ptot+}}$ wo: $\Delta E_{Qtot(C+)}$ ist die Zunahme der gesamten Blindenergie $E_{Qtot(C+)}$ (Budeanu/IEEE-1459) in einem bestimmten Mittelungsintervall, ΔE_{Ptot+} ist die Zunahme der aufgenommenen gesamten Wirkenergie E_{Ptot+} in einem bestimmten Mittelungsintervall

<p>Gesamte Wirkenergie (aufgezeichnet und abgegeben)</p>	$E_{P_{tot+}}$ $E_{P_{tot-}}$	<p>Wh</p>	$E_{P_{tot+}} = \sum_{i=1}^M P_{tot+}(i)T(i)$ $P_{tot+}(i) = \begin{cases} P_{tot}(i) & \text{für } P_{tot}(i) > 0 \\ 0 & \text{für } P_{tot}(i) \leq 0 \end{cases}$ $E_{P_{tot-}} = \sum_{i=1}^M P_{tot-}(i)T(i)$ $P_{tot-}(i) = \begin{cases} P_{tot}(i) & \text{für } P_{tot}(i) < 0 \\ 0 & \text{für } P_{tot}(i) \geq 0 \end{cases}$ <p>wo: <i>i</i> ist die folgende Nummer des 10/12-Perioden Messfensters <i>P_{tot}(i)</i> steht für den gesamten Wert der Wirkleistung <i>P_{tot}</i>, die in dem <i>i</i>-ten Messfenster berechnet wurde, <i>T(i)</i> steht für die Laufzeit des <i>i</i>-ten Messfensters in Stunden</p>
<p>Gesamte Blindenergie (4-Quadranten)</p>	$E_{Q_{tot(L+)}}$ $E_{Q_{tot(C-)}}$ $E_{Q_{tot(L-)}}$ $E_{Q_{tot(C+)}}$	<p>varh</p>	$E_{Q_{tot(L+)}} = \sum_{i=1}^M Q_{L+}(i)T(i)$ $Q_{L+}(i) = Q(i) \text{ wenn } Q(i) > 0 \text{ und } P(i) > 0$ $Q_{L+}(i) = 0 \text{ ansonsten}$ $E_{Q_{tot(C-)}} = \sum_{i=1}^M Q_{C-}(i)T(i)$ $Q_{C-}(i) = Q(i) \text{ wenn } Q(i) > 0 \text{ und } P(i) < 0$ $Q_{C-}(i) = 0 \text{ ansonsten}$ $E_{Q_{tot(L-)}} = \sum_{i=1}^M Q_{L-}(i)T(i)$ $Q_{L-}(i) = Q(i) \text{ wenn } Q(i) < 0 \text{ und } P(i) < 0$ $Q_{L-}(i) = 0 \text{ ansonsten}$ $E_{Q_{tot(C+)}} = \sum_{i=1}^M Q_{C+}(i)T(i)$ $Q_{C+}(i) = Q(i) \text{ wenn } Q(i) < 0 \text{ und } P(i) > 0$ $Q_{C+}(i) = 0 \text{ ansonsten}$ <p>wo: <i>i</i> ist die folgende Nummer des 10/12-Perioden Messfensters <i>Q(i)</i> steht für den gesamten Wert der Blindleistung (Budeanu oder IEEE1459), der in dem <i>i</i>-ten Messfenster berechnet wurde <i>P(i)</i> steht für die berechnete Wirkleistung im <i>i</i>-ten Messfenster <i>T(i)</i> steht für die Laufzeit des <i>i</i>-ten Messfensters in Stunden</p>
<p>Gesamte Scheinenergie</p>	$E_{S_{tot}}$	<p>VAh</p>	$E_{S_{tot}} = \sum_{i=1}^M S_{tot}(i)T(i)$ <p>wo: <i>i</i> ist die folgende Nummer des 10/12-Perioden Messfensters <i>S_{tot}(i)</i> steht für den gesamten Wert der Scheinleistung <i>S_{tot}</i>, die in dem <i>i</i>-ten Messfenster berechnet wurde, <i>T(i)</i> steht für die Laufzeit des <i>i</i>-ten Messfensters in Stunden</p>

5.3 3-Phasen-4-Leiter-Netz

3-Phasen-4-Leiter-Netz (nicht erwähnte Parameter, die wie für ein Einphasennetz berechnet werden)			
Parameter			Berechnungsmethode
Bezeichnung	Kennzeichnung	Einheit	
Gesamte Wirkleistung	P_{tot}	W	$P_{tot} = P_A + P_B + P_C$
Gesamte Blindleistung nach Budeanu	Q_{Btot}	var	$Q_{Btot} = Q_{BA} + Q_{BB} + Q_{BC}$
Gesamte Blindleistung nach IEEE 1459	Q_{I^+}	var	$Q_{I^+} = 3U_1^+ I_1^+ \sin \varphi_1^+$ wo: U_1^+ ist die Gleichkomponente der Spannung (der Grundkomponente) I_1^+ ist die Gleichkomponente des Stromes (der Grundkomponente) φ_{1^+} ist der Winkel zwischen den Komponenten U_1^+ und I_1^+
Effektive Scheinleistung	S_e	VA	$S_e = 3U_e I_e$ wo: $U_e = \sqrt{\frac{3(U_A^2 + U_B^2 + U_C^2) + U_{AB}^2 + U_{BC}^2 + U_{CA}^2}{18}}$ $I_e = \sqrt{\frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 + I_N^2}{3}}$
Effektive Scheinleistung der Verzerrung	S_{eN}	VA	$S_{eN} = \sqrt{s_e^2 + s_{e1}^2}$ wo: $s_{e1} = 3U_{e1} I_{e1}$ $U_{e1} = \sqrt{\frac{3(U_{A1}^2 + U_{B1}^2 + U_{C1}^2) + U_{AB1}^2 + U_{BC1}^2 + U_{CA1}^2}{18}}$ $I_{e1} = \sqrt{\frac{I_{A1}^2 + I_{B1}^2 + I_{C1}^2 + I_{N1}^2}{3}}$
Gesamte Verzerrungsleistung nach Budeanu	D_{Btot}	var	$D_{Btot} = D_{BA} + D_{BB} + D_{BC}$
Gesamter Leistungsfaktor	PF_{tot}	-	$PF_{tot} = \frac{P_{tot}}{S_e}$
Gesamter Phasenverschiebungsfaktor	$\cos \varphi_{tot}$ DPF_{tot}	-	$\cos \varphi_{tot} = DPF_{tot} = \frac{1}{3} (\cos \varphi_A + \cos \varphi_B + \cos \varphi_C)$
Gesamter Tangens φ (Vierquadranten)	$\operatorname{tg} \varphi_{tot(L+)}$ $\operatorname{tg} \varphi_{tot(C-)}$ $\operatorname{tg} \varphi_{tot(L-)}$ $\operatorname{tg} \varphi_{tot(C+)}$	-	Abhängigkeit wie für ein 2-Phasen-Netzwerk
Gesamte Wirkenergie (aufgezeichnet und abgegeben)	E_{P+tot} E_{P-tot}	Wh	Abhängigkeit wie für ein 2-Phasen-Netzwerk

Gesamte Blindenergie nach Budeanu (Vierquadranten)	$\overline{E_{Qtot(L+)}}$ $\overline{E_{Qtot(C-)}}$ $\overline{E_{Qtot(L-)}}$ $\overline{E_{Qtot(C+)}}$	varh	Abhängigkeit wie für ein 2-Phasen-Netzwerk
Gesamte Scheinenergie	E_{Stot}	VAh	$E_{Stot} = \sum_{i=1}^M s_e(i)T(i)$ <p>wo: i ist die folgende Nummer des 10/12-Perioden Messfensters $S_e(i)$ steht für den gesamten Wert der effektiven Scheinleistung S_e, die in dem i-ten Messfenster berechnet wurde, $T(i)$ steht für die Laufzeit des i-ten Messfensters in Stunden</p>
Effektivwert der Nullkomponente der Spannung	U_0	V	$\underline{U}_0 = \frac{1}{3}(\underline{U}_{A1} + \underline{U}_{B1} + \underline{U}_{C1})$ $U_0 = \text{mag}(\underline{U}_0)$ <p>wo \underline{U}_{A1}, \underline{U}_{B1}, \underline{U}_{C1} sind Vektoren der Grundkomponenten der Phasenspannungen U_A, U_B, U_C Operator $\text{mag}()$ bezeichnet den Modul des Vektors</p>
Effektivwert der Gleichkomponente der Spannung	U_1	V	$\underline{U}_1 = \frac{1}{3}(\underline{U}_{A1} + a\underline{U}_{B1} + a^2\underline{U}_{C1})$ $U_1 = \text{mag}(\underline{U}_1)$ <p>wo \underline{U}_{A1}, \underline{U}_{B1}, \underline{U}_{C1} sind Vektoren der Grundkomponenten der Phasenspannungen U_A, U_B, U_C Operator $\text{mag}()$ bezeichnet den Modul des Vektors</p> $a = 1e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2}j$ $a^2 = 1e^{j240^\circ} = -\frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2}j$
Effektivwert der Gegenkomponente der Spannung	U_2	V	$\underline{U}_2 = \frac{1}{3}(\underline{U}_{A1} + a^2\underline{U}_{B1} + a\underline{U}_{C1})$ $U_2 = \text{mag}(\underline{U}_2)$ <p>wo \underline{U}_{A1}, \underline{U}_{B1}, \underline{U}_{C1} sind Vektoren der Grundkomponenten der Phasenspannungen U_A, U_B, U_C Operator $\text{mag}()$ bezeichnet den Modul des Vektors</p> $a = 1e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2}j$ $a^2 = 1e^{j240^\circ} = -\frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2}j$
Unsymmetriefaktor der Spannung der Nullkomponente	u_0	%	$u_0 = \frac{U_0}{U_1} \cdot 100\%$
Unsymmetriefaktor der Spannung der Gegenkomponente	u_2	%	$u_2 = \frac{U_2}{U_1} \cdot 100\%$
Nullkomponente des Stromes	I_0	A	$\underline{I}_0 = \frac{1}{3}(\underline{I}_{A1} + \underline{I}_{B1} + \underline{I}_{C1})$ $I_0 = \text{mag}(\underline{I}_0)$ <p>wo \underline{I}_{A1}, \underline{I}_{B1}, \underline{I}_{C1} sind Vektoren der Grundkomponenten der Phasenströme I_A, I_B, I_C Operator $\text{mag}()$ bezeichnet den Modul des Vektors</p>

Effektivwert der Gleichkomponente des Stromes	I_1	A	$\underline{I}_1 = \frac{1}{3}(\underline{I}_{A1} + a\underline{I}_{B1} + a^2\underline{I}_{C1})$ $I_1 = \text{mag}(\underline{I}_1)$ wo \underline{I}_{A1} , \underline{I}_{B1} , \underline{I}_{C1} sind Vektoren der Grundkomponenten der Ströme I_A , I_B , I_C Operator $\text{mag}()$ bezeichnet den Modul des Vektors
Effektivwert der Gegenkomponente des Stromes	I_2	A	$\underline{I}_2 = \frac{1}{3}(\underline{I}_{A1} + a^2\underline{I}_{B1} + a\underline{I}_{C1})$ $I_2 = \text{mag}(\underline{I}_2)$ wo \underline{I}_{A1} , \underline{I}_{B1} , \underline{I}_{C1} sind Vektoren der Grundkomponenten der Phasenspannungen I_A , I_B , I_C Operator $\text{mag}()$ bezeichnet den Modul des Vektors
Unsymmetriefaktor des Stromes der Nullkomponente	i_0	%	$i_0 = \frac{I_0}{I_1} \cdot 100\%$
Unsymmetriefaktor des Stromes der Gegenkomponente	i_2	%	$i_2 = \frac{I_2}{I_1} \cdot 100\%$

5.4 3-Phasen-3-Leiter-Netz

3-Phasen-3-Leiter-Netz			
(Parameter: effektive Spannung und effektiver Strom, konstante Komponenten der Spannungen und Ströme, THD- und K-Faktor, symmetrische Komponenten und Unsymmetriefaktoren, Flickerfaktoren, werden wie für einphasige Stromkreise berechnet; statt der Phasenspannungen werden die Leiterspannungen verwendet)			
Parameter			Berechnungsmethode
Bezeichnung	Kennzeichnung	Einheit	
Leiterspannung U_{CA}	U_{CA}	V	$U_{CA} = -(U_{AB} + U_{BC})$
Strom I_2 (Aron-Messsysteme)	I_2	A	$I_2 = -(I_1 + I_3)$
Gesamte Wirkleistung	P_{tot}	W	$P_{tot} = \frac{1}{M} \left(\sum_{i=1}^M U_{iAC} I_{iA} + \sum_{i=1}^M U_{iBC} I_{iB} \right)$ <p style="text-align: center;">wo:</p> U_{iAC} die folgende Spannungsprobe ist U_{A-C} U_{iBC} die folgende Spannungsprobe ist U_{B-C} I_{iA} die folgende Stromprobe ist I_A I_{iB} die folgende Stromprobe ist I_B $M = 2048$ für 50 Hz und 60 Hz Netze
Gesamte Scheinleistung	S_e	VA	$S_e = 3U_e I_e, \text{ wo:}$ $U_e = \sqrt{\frac{U_{AB}^2 + U_{BC}^2 + U_{CA}^2}{9}}$ $I_e = \sqrt{\frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3}}$
Gesamte Blindleistung (Budeanu und IEEE 1459)	Q_{Btot}	var	$Q = N = \text{sign} \sqrt{s_e^2 - P^2}$ <p>wo sign 1 oder -1 gleich ist. Das Vorzeichen wird durch den Phasenverschiebungswinkel zwischen den normierten symmetrischen Gleichkomponenten der Spannungen und Ströme bestimmt.</p>
Gesamte Verzerrungsleistung nach Budeanu	D_{Btot}	var	$D_{Btot} = 0$

Effektive Scheinleistung der Verzerrung	S_{eN}	VA	$s_{eN} = \sqrt{s_e^2 + s_{e1}^2}, \text{ wo}$ $s_{e1} = 3U_{e1}I_{e1}$ $U_{e1} = \sqrt{\frac{U_{AB1}^2 + U_{BC1}^2 + U_{CA1}^2}{9}}$ $I_{e1} = \sqrt{\frac{I_{A1}^2 + I_{B1}^2 + I_{C1}^2}{3}}$
Gesamter Leistungsfaktor	PF_{tot}	-	$PF_{tot} = \frac{P_{tot}}{S_e}$
Wirkenergie (aufgezeichnet und abgegeben)	$\frac{E_{Ptot+}}{E_{Ptot-}}$	Wh	Abhängigkeit wie für ein 2-Phasen-Netzwerk
Gesamte Scheinenergie	E_{Stot}	VAh	$E_{Stot} = \sum_{i=1}^M s_e(i)T(i)$ <p>wo: <i>i</i> ist die folgende Nummer des 10/12-Perioden Messfensters $S_e(i)$ steht für den gesamten Wert der Scheinleistung S_e, die in dem <i>i</i>-ten Messfenster berechnet wurde, $T(i)$ steht für die Laufzeit des <i>i</i>-ten Messfensters in Stunden</p>

6 Technische Daten

- Die Spezifikationen können ohne Ankündigung geändert werden. Die neuesten Versionen der Datenblätter sind auf der Website des Herstellers erhältlich.
- Die grundlegende Unsicherheit ist die Unsicherheit des Messgeräts unter den Referenzbedingungen, die in der Tab. 7 aufgeführt sind.
- Die angegebenen Unsicherheiten betreffen den Analysator ohne zusätzliche Wandler.
- Erforderliche Aufheizzeit zum Erreichen der angegebenen Unsicherheiten: min. 30 Minuten.
- Abkürzungen:
 - v.Mw. – Eichwert,
 - U_{din} (Eng. *Declared Input Voltage*) – Wert, der sich aus der Division der Nennspannung U_{nom} durch das Spannungsverhältnis ergibt.
 - I_{rin} (Eng. *Rated Input Current*) – Wert, der durch Division des Nennstroms I_{nom} durch das Stromverhältnis erhalten wird. Bei PQM-750 mit 5-A-Stromeingängen entspricht $5 \text{ A } I_{\text{rin}}$ 5 A.
 - I_{max} – maximal zulässiger Dauerstrom. Für PQM-750 $I_{\text{max}} = 4 \times I_{\text{rin}}$.
 - U_{nom} – Nennwert der Spannung (einschließlich Transformatoren),
 - I_{nom} – Nennbereich des Stroms (einschließlich Transformatoren),
 - RMS – Effektivwert,
 - n – die Ordnung der Oberwellen,
 - s.Z. – Signifikante Ziffern – bedeutet in Bezug auf die Auflösung des Messergebnisses die Aufzeichnung eines Wertes mit der angegebenen Anzahl signifikanter Ziffern, z. B. beträgt die Auflösung für eine Spannung von 230 V und 4 Wechselstrom 0,1 V (Aufzeichnung 230,0 V); die Auflösung für einen Strom von 5 A und 4 Wechselstrom beträgt 0,001 A (Aufzeichnung 5,000 A),
 - δ_{ph} – zusätzliche Unsicherheit, die aus dem Messfehler der Messung der Phase zwischen den Oberwellen der Spannung und des Stromes hervorgehen.

6.1 Spannungseingänge

Spannungseingänge	
Anzahl der Eingänge	5 – U1, U2, U3, N, E (Erdung), 4 Messkanäle
Maximale Eingangsspannung gegen Erde	1000 V _{RMS} , 40...70 Hz oder DC
Messkategorie	CAT IV 300 V / CAT III 600 V / CAT II 1000 V (bis zu 2000 m über NN) CAT III 300 V / CAT II 600 V (von 2000 m bis zu 2000 m über NN)
Peak-Eingangsspannung (ohne Begrenzung des Signals)	±1500 V
Analoge Bandbreite (Hauptschiene; -3 dB)	170 kHz
Multiplikator	vom Benutzer bestimmt
Impedanz der Messeingänge (an die Erdungsklemme)	6 MΩ 15 pF
CMRR	>70 dB (50 Hz)

6.2 Stromeingänge

Stromeingänge	
Anzahl der Eingänge	5 (I1...I5)
Eingangstyp	Isoliert, differenziell (Stromwandler)
Messkategorie	CAT IV 150 V / CAT III 300 V
Nennstrombereich I_{nom}	5 A_{RMS}
Maximal zulässiger Dauerstrom	20 A_{RMS}
Spitzenstrom (ohne Signalbegrenzung)	$\pm 70 A$
Zulässige Überlastungen	kontinuierlich: 20 A_{RMS} < 10 s: 50 A_{RMS} < 1 s: 200 A_{RMS}
Analoge Bandbreite (-3 dB)	170 kHz
Eingangsimpedanz (Klemmen S1-S2)	$\leq 4 m\Omega$
Multiplikator	vom Benutzer bestimmt

6.3 Hauptschiene Abtastung und RTC-Uhr

Abtastung und RTC	
A/C-Netzteil (Hauptschiene)	24-bit , 9 Kanäle
Abtastrate	81,92 kHz für 50 Hz und 60 Hz Simultane Abtastung auf allen Kanälen
Proben je Periode	1638,4 für 50 Hz; 1365,3 für 60 Hz
PLL-Synchronisation	40...70 Hz
Referenz-Kanal für PLL	U1 (standardmäßig; umschaltbar auf andere Kanäle)
Echtzeituhr (RTC)	$\pm 3,5$ ppm max. (ca. ± 9 Sekunden / Monat) im Temperaturbereich $-20^{\circ}C...+55^{\circ}C$

6.4 Modul der Transienten (optional)

Modul zur Detektion der Transienten	
Anzahl der Eingangskanäle	4 (U1-E, U2-E, U3-E, N-E)
Peak-Eingangsspannung (ohne anzuschneiden)	$\pm 6000 V$
Analoge Bandbreite (-3 dB)	2,5 MHz
A/C-Netzteil	4 Kanäle, 12 Bit, simultane Abtastung auf allen Kanälen
Abtastfrequenz	10 MHz, 5 MHz, 1 MHz, 500 kHz, 100 kHz (vom Benutzer gewählt)
Aufnahmezeit des Durchlaufes	2000 bis 20000 Proben (200 μs bis 200 ms abhängig von der Konfiguration)
Vorhaltezeit der Auslösung (Pretrigger)	ab 10% bis 90% der Aufnahmezeit
Erkennungsmethode	- Amplitude der Transiente V_{p-p} (50 V...5000 V) - Akkretionsrate (dV/dt; ab 100 V/500 μs bis 100 V/5 μs) - absolute Spannungsschwelle (von 1,5 U_{nom} bis 5000 V oder von U_{nom} bis 5000 V, je nach Netztyp)
Totzeit	3 s

6.5 Gemessene Parameter – Genauigkeit, Auflösung und Bereiche

6.5.1 Bezugsbedingungen

Tab. 7. Referenzbedingungen für die Prüfung nach IEC 62586-1.

Bezugsbedingungen	
Umgebungstemperatur	23°C ±2°C
Relative Luftfeuchtigkeit	40...60%
Externe Versorgungsspannung	im Nennbereich ±1 %
Flimmern (Flicker)	$P_{st} < 0,1$
Spannungsunsymmetrie	100% ±0,5% U_{din} in allen Phasen
Äußeres konstantes Magnetfeld	≤ 40 A/m (konstant) ≤ 3 A/m (variabel) für eine Frequenz von 50/60 Hz
Konstante Komponente der Spannung und des Stromes	Null
Wellenformen	Sinusförmige
Frequenz	50 Hz ±0,5 Hz oder 60 Hz ±0,5 Hz
Harmonische	0% bis 3% U_{din}
Zwischenharmonische	0% bis 0,5% U_{din}

6.5.2 Die Messunsicherheit abhängig von der Umgebungstemperatur

Die Grundunsicherheit, die in den technischen Daten angegeben wird, wird in der Referenztemperatur nach Tab. 7 gewährleistet. Außerhalb dieses Bereichs darf die durch Temperaturänderung verursachte maximale Messabweichung nicht größer sein als die Grundunsicherheit multipliziert mit dem zusätzlichen Multiplikator M, der in Abb. 34 angegeben ist. Diese Abbildung zeigt ein Diagramm des Multiplikators M in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur im Bereich der nominalen Betriebstemperaturen. Der Multiplikator nimmt den Wert 1,0 im Temperaturbereich 0°C...+45°C an. Über +45°C bis +55°C wächst der Multiplikator linear bis zu einem Wert von 2,0. Unter der Temperatur 0°C (bis -20°C) wächst der Multiplikator linear bis zu einem Wert von 1,8.

Beispiel: Die Grundunsicherheit der Spannung RMS beträgt ±0,1% U_{din} . Die Unsicherheit einer unter Referenzbedingungen durchgeführten Referenzmessung muss innerhalb von ±0,1% U_{din} liegen. Bei einer Änderung der Umgebungstemperatur kann die Messung dann maximal um folgende Werte abweichen:

- bei -20°C kann sie sich um maximal ±0,18% U_{din} (Multiplikator 1,8) ändern
- bei -10°C kann sie sich um maximal ±0,14% U_{din} (Multiplikator 1,4) ändern
- bei 0°C kann sie sich um maximal ±0,1% U_{din} (Multiplikator 1,0) ändern
- bei +45°C kann sie sich um maximal ±0,1% U_{din} (Multiplikator 1,0) ändern
- bei +55°C kann sie sich um maximal ±0,2% U_{din} (Multiplikator 2,0) ändern

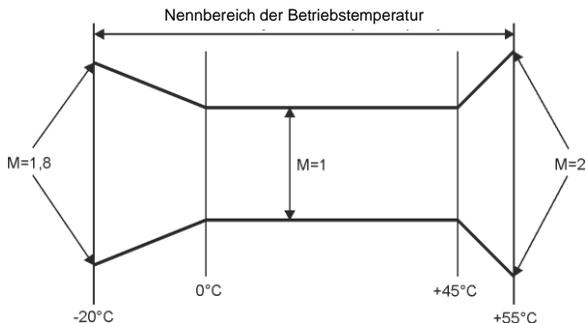


Abb. 34. Der Multiplikator der Messabweichung ist von der Umgebungstemperatur abhängig.

6.5.3 Effektive Spannung

Parameter	Umfang und Bedingungen	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit
U_{RMS} (AC+DC)	$10\% U_{din} \leq U_{RMS} \leq 150\% U_{din}$ für $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	4 s.Z.	$\pm 0,1\% U_{din}$

6.5.4 Scheitelfaktor der Spannung

Parameter	Umfang und Bedingungen	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit
CF U	1...6,5 für $64 V \leq U_{din} \leq 230 V$ 1...1,65 für $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	0,01	$\pm 5\%$

6.5.5 Effektiver Strom

Parameter	Umfang und Bedingungen	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit
I_{RMS} (AC)	$I_{RMS} \leq 1\% I_{rin}$	4 s.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 Scheitelfaktor des Stromes

Parameter	Umfang und Bedingungen	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit
CF I	1...10 für $1\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq 100\% I_{rin}$	0,01	$\pm 5\%$

6.5.7 Frequenz

Parameter	Umfang und Bedingungen	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit
f_{10s} 10-Sekunden-Messung	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 Oberwellen der Spannung, THD U

Parameter	Umfang und Bedingungen	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit
Amplitude U_{hRMS} Ordnung der Oberwellen 0...256	$U_{RMS} \leq 120\% U_{din}$ für $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	4 s.Z.	$\pm 0,05\% U_{din}$ wenn v.Mw. < 1% U_{din} $\pm 5\%$ wenn v.Mw. $\geq 1\% U_{din}$ harmonische Untergruppen nach IEC 61000-4-7, Klasse I
THD-F U_{50} THD-R U_{50} (Oberwellen 1...50)	0 %...20% $80\% U_{din} \leq U_{RMS} \leq 120\% U_{din}$ für $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	0,01%	$\pm 0,3\%$ (Absolute Unsicherheit)

6.5.9 Stromharmonische, THD I, TDD, K-Faktor, Faktor K

Parameter	Umfang und Bedingungen	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit
Amplitude I_{RMS} Ordnung der Oberwellen 0...256	$I_{RMS} \leq 120\% I_{rin}$	4 s.Z.	$\pm 0,15\% I_{rin}$ wenn v.Mw. $< 3\% I_{rin}$ $\pm 5\%$ wenn v.Mw. $\geq 3\% I_{rin}$ harmonische Untergruppen nach IEC 61000-4-7, Klasse I
THD-F I_{50} THD-R I_{50} (Oberwellen 1...50)	0 %...100% $10\% I_{rin} \leq I_{RMS} < I_{rin}$	0,01%	$\pm 0,3\%$ (Absolute Unsicherheit)
THD-F I_{256} THD-R I_{256} (Oberwellen 1...256)	100 %...200% $10\% I_{rin} \leq I_{RMS} < I_{rin}$	0,01%	$\pm 0,3\% \times THD/100$ (Absolute Unsicherheit)
TDD (n = 2...256)	0 %...100% $10\% I_{rin} \leq I_L < I_{rin}$	0,01%	$\pm 0,3\%$ (Absolute Unsicherheit)
K-Faktor (Oberwellen 1...50)	1...50 für $I_{RMS} \geq 1\% I_{rin}$	0,01	$\pm 10\%$
K-Faktor (Oberwellen 1...50) Konfigurierbare e- und q-Parameter.	1...50 für $I_{RMS} \geq 1\% I_{rin}$	0,01	$\pm 10\%$

6.5.10 Winkel zwischen den Oberwellen der Spannung und des Stromes

Parameter	Umfang und Bedingungen	Auflösung	Nenn-Frequenz	Grundlegende Unsicherheit
Φ_{HU}	$-180^\circ \dots +180^\circ$ $80\% U_{din} \leq U_{RMS} < 150\% U_{din}$ $10\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq I_{rin}$ $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$ Ordnung n ≤ 256	0,1 °	50 Hz	$\leq 0,05^\circ$ für n = 1 $\leq 1^\circ$ für $2 \leq n \leq 60$ $\leq 4^\circ$ für $61 \leq n \leq 256$
			60 Hz	$\leq 0,05^\circ$ für n = 1 $\leq 1^\circ$ für $2 \leq n \leq 50$ $\leq 4^\circ$ für $51 \leq n \leq 256$

6.5.11 Spannungszwischenharmonische, TID U

Parameter	Umfang und Bedingungen	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit
Amplitude U_{iRMS} Ordnung der Zwischenharmonischen 0...256 Die Zwischenharmonische nullter Ordnung enthält auch ein 5-Hz-Band	$U_{RMS} \leq 120\% U_{din}$ für $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	4 s.Z.	$\pm 0,05\% U_{din}$ wenn v.Mw. $< 1\% U_{din}$ $\pm 5\%$ wenn v.Mw. $\geq 1\% U_{din}$ zwischenharmonische Untergruppen nach IEC 61000-4-7, Klasse I
TID-F U_{50} TID-R U_{50} (Zwischenharmonische 0...50)	0 %...20% $80\% U_{din} \leq U_{RMS} \leq 120\% U_{din}$ für $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	0,01%	$\pm 0,3\%$ (Absolute Unsicherheit)
TID-F U_{256} TID-R U_{256} (Zwischenharmonische 0...256)			

6.5.12 Zwischenharmonische des Stromes, TID I

Parameter	Umfang und Bedingungen	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit
Amplitude I_{HRMS} Ordnung der Zwischenharmonischen 0...256 Die Zwischenharmonische nullter Ordnung enthält auch ein 5-Hz-Band	$I_{RMS} \leq 120\% I_{rin}$	4 s.Z.	$\pm 0,15\% I_{rin}$ wenn v.Mw. < 3% I_{rin} $\pm 5\%$ wenn v.Mw. $\geq 3\% I_{rin}$ zwischenharmonische Untergruppen nach IEC 61000-4-7, Klasse I
TID-F I_{50} TID-R I_{50} (Zwischenharmonische 0...50) TID-F I_{256} TID-R I_{256} (Zwischenharmonische 0...256)	0 %...20% $10\% I_{rin} \leq I_{RMS} < I_{rin}$	0,01%	$\pm 0,3\%$ (Absolute Unsicherheit)

6.5.13 Wirkleistung und -energie

Parameter	Bedingungen (64 V $\leq U_{din} \leq$ 690 V)	Leistungsfaktor / $\cos \varphi$	Grundlegende Unsicherheit
Wirkleistung P Verzerrungsleistung E_P	$I_{min} \leq I_{RMS} < 5\% I_{rin}$	1	$\pm 0,4\%$
	$5\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq I_{max}$	1	$\pm 0,2\%$
	$2\% I_{rin} \leq I_{RMS} < 10\% I_{rin}$	0,5 induktiv 0,8 kapazitiv	$\pm 0,5\%$
IEC 62053-22 Klasse 0,2S	$10\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq I_{max}$	0,5 induktiv 0,8 kapazitiv	$\pm 0,3\%$
	$10\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq I_{max}$	0,25 induktiv 0,5 kapazitiv	$\pm 0,5\%$
$I_{min} = 0,05$ A $I_{rin} = 5$ A $I_{max} = 20$ A			

6.5.14 Blindleistung und -energie

Parameter	Bedingungen (64 V $\leq U_{din} \leq$ 690 V)	$\sin \varphi$ (induktiv oder kapazitiv)	Grundlegende Unsicherheit
Blindleistung Q_1 Blindenergie E_{Q1}	$I_{min} \leq I_{RMS} < 5\% I_{rin}$	1	$\pm 1,0\%$
	$5\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq I_{max}$	1	$\pm 0,5\%$
	$5\% I_{rin} \leq I_{RMS} < 10\% I_{rin}$	0,5	$\pm 1,0\%$
IEC 62053-24 Klasse 0,5S	$10\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq I_{max}$	0,5	$\pm 0,5\%$
	$10\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq I_{max}$	0,25	$\pm 1,0\%$
$I_{min} = 0,05$ A $I_{rin} = 5$ A $I_{max} = 20$ A			

6.5.15 Scheinleistung und -energie

Parameter	Bedingungen (64 V $\leq U_{din} \leq$ 690 V)	Grundlegende Unsicherheit
Scheinleistung S Scheinenergie E_S	$2\% I_{rin} \leq I_{RMS} < 5\% I_{rin}$	$\pm 0,4\%$
	$5\% I_{rin} \leq I_{RMS} \leq I_{max}$	$\pm 0,2\%$
$I_{rin} = 5$ A $I_{max} = 20$ A		

6.5.16 Phasenverschiebungsfaktor (cosφ/DPF) und Leistungsfaktor (PF)

Parameter	Bedingungen	Grundlegende Unsicherheit
cosφ / DPF PF Genauigkeitsklasse 0,5 I _{rin} = 5 A I _{max} = 20 A	$64 \text{ V} \leq U_{\text{din}} \leq 690 \text{ V}$ $50\% U_{\text{din}} \leq U_{\text{RMS}} < 150\% U_{\text{din}}$ $10\% I_{\text{rin}} \leq I_{\text{RMS}} \leq I_{\text{max}}$ (0,5 A ≤ I _{RMS} ≤ 20 A) $ \cos\phi \geq 0,5$ $ PF \geq 0,5$	±0,05

6.5.17 Wirk- und Blindleistungen der Oberwellen

Parameter	Umfang und Bedingungen	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit ⁽¹⁾
Wirk- und Blindleistungen der Oberwellen,	$80\% U_{\text{din}} \leq U_{\text{RMS}} < 150\% U_{\text{din}}$ $5\% I_{\text{rin}} \leq I_{\text{RMS}} \leq I_{\text{rin}}$ $64 \text{ V} \leq U_{\text{din}} \leq 690 \text{ V}$ Ordnung h ≤ 256	4 s.Z.	$\pm \sqrt{\delta_{p1}^2 + \delta_{ph}^2} \%$ für harmonische Wirkleistungen $\pm \sqrt{\delta_{Q1}^2 + \delta_{ph}^2} \%$ für harmonische Blindleistungen wobei: δ _{p1} – grundlegende Unsicherheit der Wirkleistungsmessung (Sinuswellenformen), δ _{Q1} – grundlegende Unsicherheit der Blindleistungsmessung (Sinuswellenformen), δ _{ph} – Unsicherheit, die sich aus dem Verschiebungswinkel zwischen Spannungs- und Stromharmonischen ergibt

(1) Siehe Kap. 6.5.18.

6.5.18 Schätzung der Messunsicherheit der Leistung und Energie

Die gesamte Messunsicherheit der Leistung und der Wirk- und Blindenergie (der grundlegenden Komponente) und der Leistung der Oberwellen, basiert auf einer Verallgemeinerung der folgenden Formel (für die Energie wird die zusätzliche Unsicherheit aufgrund der Messzeit ignoriert, weil sie viel geringer ist, als die anderen Unsicherheiten):

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

- wobei:
- δ_{p,Q} – Messunsicherheit für die Messung der Wirk- oder Blindleistung,
 - δ_{U_h} – gesamte Messunsicherheit der Messung der Amplitude der Oberwellen der Spannung (Analysator, Messwandler, Zangen),
 - δ_{I_h} – gesamte Messunsicherheit der Messung der Amplitude der Oberwellen des Stromes (Analysator, Messwandler, Zangen),
 - δ_{ph} – zusätzliche Unsicherheit, die aus dem Messfehler der Messung der Phase zwischen den Oberwellen der Spannung und des Stromes hervorgeht.

Die Unsicherheit δ_{ph} kann bestimmt werden, wenn der Winkel der Phasenverschiebung für den interessierenden Frequenzbereich bekannt ist. In der Tab. 8 wurde der Fehler der Phasendifferenz zwischen den Oberwellen der Spannung und des Stromes für die Analysatoren (ohne Zangen und Wandler) gezeigt.

Tab. 8. Phasenfehler des Analysators PQM-750 abhängig von der Frequenz.

Frequenzbereich	50/60 Hz	100...3000 Hz	3001..15360 Hz
Fehler	≤0.05°	≤1°	≤4°

Der Phasenfehler der durch die verwendeten Wandler und Zangen eingeführt wird, kann meistens in der technischen Dokumentation dieser gefunden werden. In so einem Fall sollte der zu erwartende Phasenfehler zwischen der Spannung und dem Strom für die uns interessierende Frequenz, der durch alle Elemente des Messsystems eingeführt wird, geschätzt werden: Spannungs- und Stromwandler, Zangen und der Analysator.

Die Messunsicherheit aufgrund des Phasenfehlers für die Wirkleistung der Oberwellen kann durch folgende Formel bestimmt werden:

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

Die Messunsicherheit der Blindleistung der Oberwellen hingegen, kann mithilfe der folgenden Formel bestimmt werden:

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

In den beiden Formeln φ bedeutet den tatsächlichen Winkel der Verschiebung zwischen den Oberwellen des Stromes und der Spannung, und den $\Delta\varphi$ gesamten Phasenfehler für die jeweilige Frequenz. Aus den vorgestellten Abhängigkeiten kann schlussgefolgert werden, dass die Messunsicherheit der Leistung, für denselben Phasenfehler, deutlich vom Faktor der Phasenverschiebung zwischen dem Strom und der Spannung abhängt. Das wurde auf Abb. 35 gezeigt.

Beispiel

Berechnung der Messunsicherheit der Wirkleistung der 15. Harmonischen.

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

Die grundlegende Unsicherheit beträgt $\pm \sqrt{0,5^2 + \delta_{ph}^2}$ %.

Bei einer Frequenz von 750 Hz (15. Harmonische bei $f_{nom} = 50$ Hz) beträgt der Phasenfehler des Analysators maximal $1,0^\circ$. Nach Einsetzung in der Gleichung:

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

somit beträgt die Messunsicherheit:

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

Diese Berechnungen berücksichtigen die zusätzlichen Fehler nicht, die durch externe Wandler eingeführt werden.

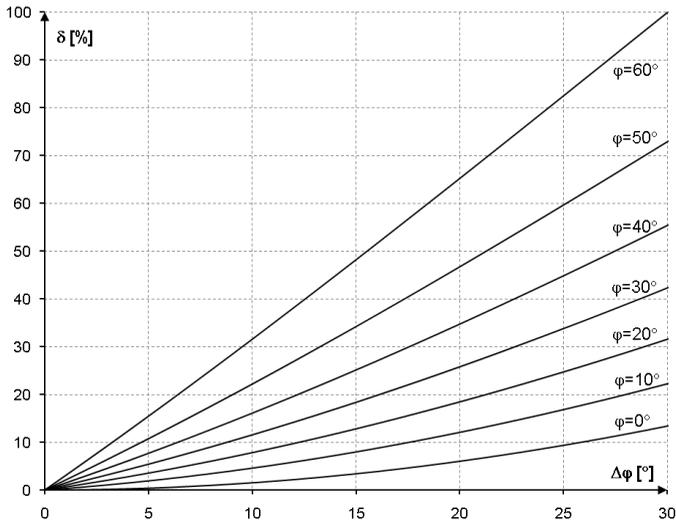


Abb. 35. Die zusätzliche Unsicherheit des Phasenfehlers in Abhängigkeit vom Winkel der Phasenverschiebung.

6.5.19 Flimmern (Flicker)

Parameter	Umfang und Bedingungen	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit
P_{st} (10 min.) P_{It} (2 h) Klasse F1 gemäß 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	$\pm 5\%$ im Bereich der in der Norm PN-EN 61000-4-15 tabellarisierten Werte

6.5.20 Unsymmetrie

Parameter	Umfang und Bedingungen	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit
Unsymmetriefaktor der Gegensystemkomponente u_2 Unsymmetriefaktor der Mitsystemkomponente u_0	0,0%...20,0% für $80\% U_{din} \leq U_{RMS} < 150\% U_{din}$ $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	0,1%	$\pm 0,15\%$ (Absolute Unsicherheit)

6.5.21 Die Steuersignale

Parameter	Umfang und Bedingungen	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit
Amplitude des Steuersignals U_{R1}, U_{R2}	$5 Hz \leq f_R \leq 30000 Hz$	4 s.Z.	$\pm 0,15\% U_{din}$, wenn $1\% U_{din} \leq U_R < 3\% U_{din}$ $\pm 5\%$, wenn $3\% U_{din} \leq U_R \leq 15\% U_{din}$

6.5.22 Transienten

Parameter	Umfang und Bedingungen	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit
Spannungstransienten	$\pm 6000 V$	4 s.Z.	$\pm(5\% + 25 V)$

6.5.23 Emissionen im Band 2 kHz bis 9 kHz

Parameter	Umfang und Bedingungen	Grundlegende Unsicherheit
Amplitude U_{xkHz} $x=2100$ bis 8900 alle 200 35 Bänder	Ein einzelnes Band mit einer Frequenz im Bereich von 2–9 kHz, einem Vielfachen von 200 Hz $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	$\pm 0,1\% U_{din}$ wenn v.Mw. $< 2\% U_{din}$ $\pm 5\%$ wenn v.Mw. $\geq 2\% U_{din}$

6.5.24 Emissionen im Band 8 kHz bis 150 kHz

Parameter	Umfang und Bedingungen	Grundlegende Unsicherheit
Amplitude U_{xkHz} $x=8$ bis 150 alle 2 72 Bänder	Ein einzelnes Band mit einer Frequenz im Bereich von 8-150 kHz, einem Vielfachen von 2 kHz Max. $100 V_{rms}$ $64 V \leq U_{din} \leq 690 V$	$\pm(5\% \text{ v.Mw.} + 0,1 V)$

6.6 Ereigniserkennung

6.6.1 Einbrüche, Überspannungen, Unterbrechungen

Parameter	Bereich	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit
Anstiegsspannung Restspannung	$0,0\% \dots 150,0\% U_{din}$	4 s.Z.	$\pm 0,2\% U_{din}$
Laufzeit des Ereignisses	hh:mm:ss.ms	Halbe Periode	Eine Periode
Erkennungsschwellen	Vom Benutzer in Prozentsätzen U_{din} oder absoluten Werten eingestellt. Die Ereigniserkennung nach $U_{RMS(1/2)}$ (effektiver Wert 1. Periode, der jede $\frac{1}{2}$ Periode aktualisiert wird).		

6.6.2 Schnelle Spannungsänderungen (RVC)

Parameter	Bereich	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit
ΔU_{SS} ΔU_{MAX}	$0,0\% \dots 150,0\% U_{din}$	4 s.Z.	$\pm 0,2\% U_{din}$
Laufzeit des Ereignisses	hh:mm:ss.ms	Halbe Periode	Eine Periode
Erkennungsschwelle	Wird vom Benutzer als Prozentsatz U_{din} festgelegt. Die Ereigniserkennung nach $U_{RMS(1/2)}$ (effektiver Wert 1. Periode, der jede $\frac{1}{2}$ Periode aktualisiert wird).		

6.6.3 Effektiver Strom (min., max.)

Parameter	Bereich	Auflösung	Grundlegende Unsicherheit
I_{MIN} I_{MAX}	$0,0\% \dots 100,0\% I_{max}$	4 s.Z.	$\pm 0,2\% I_{rin}$
Laufzeit des Ereignisses	hh:mm:ss.ms	Halbe Periode	Eine Periode
Erkennungsschwellen	Vom Benutzer in Prozentsätzen I_{nom} oder absoluten Werten eingestellt. Die Ereigniserkennung nach $I_{RMS(1/2)}$ (effektiver Wert 1. Periode, der jede $\frac{1}{2}$ Periode aktualisiert wird).		

6.6.4 Sonstige Ereignisse

Parameter	Bereich	Erkennungsmethode
Frequenz	40 ... 70 Hz (prozentual oder absolut)	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Scheitelfaktor der Spannung	1,0...10,0	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Scheitelfaktor des Stromes	1,0...10,0	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Unsymmetriefaktor der Gegensystemkomponente der Spannung	0,0...20,0%	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Unsymmetriefaktor der Gegensystemkomponente des Stromes	0,0...20,0%	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Kurzfristiger Flickerfaktor P_{st}	0...20	Auf der Grundlage des 10-Minuten-Werts
Langfristiger Flickerfaktor P_{it}	0...20	Auf der Grundlage des 2-Stunden-Werts
Wirkleistung P	Abhängig von der Konfiguration	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Blindleistung Q	Abhängig von der Konfiguration	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Scheinleistung S	Abhängig von der Konfiguration	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Die Verzerrungsleistung D/Scheinleistung der Verzerrung S_N	Abhängig von der Konfiguration	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Leistungsfaktor PF	-1...1	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Phasenverschiebungsfaktor $\cos\phi$ /DPF	-1...1	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
$\tan\phi$ 4-Quadranten	-10...10	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Verzerrungsleistung E_P	Abhängig von der Konfiguration	Die Überschreitung wird alle 10/12-Periode überprüft
4-Quadranten-Blindenergie E_Q	Abhängig von der Konfiguration	Die Überschreitung wird alle 10/12-Periode überprüft
Scheinenergie E_S	Abhängig von der Konfiguration	Die Überschreitung wird alle 10/12-Periode überprüft
Gesamtklirrfaktor THD-F der Spannung	0...100%	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Klirrfaktor THD-F des Stromes	0...200%	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Amplituden der Spannungsharmonischen	0...100% oder absolut	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts; Unabhängige Schwellenwerte für ausgewählte Harmonische
Amplituden der Stromharmonischen	0...200% oder absolut	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts; Unabhängige Schwellenwerte für ausgewählte Harmonische
Verzerrungsgehalt der Zwischenharmonischen TID-F der Spannung	0...100%	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Verzerrungsgehalt der Zwischenharmonischen TID-F des Stromes	0...100%	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Amplituden der zwischenharmonischen Komponenten der Spannung	0...100% oder absolut	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts; Unabhängige Schwellenwerte für ausgewählte Zwischenharmonische
Amplituden der zwischenharmonischen Komponenten des Stroms	0...100% oder absolut	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts; Unabhängige Schwellenwerte für ausgewählte Zwischenharmonische
K-Faktor (K-Factor)	1...50	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Steuersignale	0... U_{nom}	Auf der Grundlage des 10/12-Perioden-Werts
Spannungstransienten (Option „TR“)	50...5000 V oder dV/dt	Unabhängiges Erfassungsmodul für Transienten, Amplituden-Methode oder Akkretion
Änderungen der Hüllkurvenform (nur Spannung)	1,0...100% U_{nom}	Vergleich zweier benachbarter Perioden einer Spannungswellenform. Siehe Kap. 4.9.1.
Phasensprünge (nur Spannung)	1...359° (Winkelgrade)	Vergleich von zwei oder drei Grundkomponentenwinkeln, berechnet aus aufeinanderfolgenden Perioden der Spannungswellenform.

6.6.5 Hysterese der Ereigniserkennung

Parameter	Bereich	Berechnungsmethode
Ereignis-Hysterese	0..10%	Für jeden Parameter wird sie als Prozentsatz des maximalen Schwellenwerts berechnet (Ausnahmen – siehe Abschnitt 4.9)

6.7 Aufzeichnung

Recorder	
Mittelungszeit ⁽¹⁾	200 ms, 1 s, 3 s, 5 s, 10 s, 15 s, 30 s, 1 min, 3 min, 5 min, 10 min, 15 min, 30 min
Oszillogrammaufzeichnung	Möglichkeit 3 Perioden der Oszillogramme aktiver Kanäle nach jeder Mittelungszeit
Aufzeichnungsdauer	Abhängig von der Konfiguration
Speicherplatz	8 GB interner Speicher, 8 GB microSD-Karte (Standard), Möglichkeit der Erweiterung auf 32 GB (Option)
Modell des Speichers	Linear, kreisförmig

(1) Mittelungszeiten von weniger als 10 Sekunden gleichen in Wirklichkeit der Multiplizität der Periode des Netzwerks: 200 ms – 10/12-Perioden, 1 s – 50/60-Perioden, 3 s – 150/180-Perioden, 5 s – 250/300-Perioden.

Aufgezeichnete Parameter (Benutzer-Datensatz)	Durchschnittswert	Minimalwert	Maximalwert	Momentwert
Effektive Phasen-/Leiterspannung (abhängig von der Art des Systems) U_{RMS}	✓	✓	✓	
Effektive Leiterspannung U_{RMS}	✓	✓	✓	
Konstante Komponente der Spannung U_{DC}	✓	✓	✓	
Effektiver Strom I_{RMS}	✓	✓	✓	
Frequenz f	✓	✓	✓	
Spannung Crestfaktor CF_U	✓	✓	✓	
Strom Crestfaktor CF_I	✓	✓	✓	
Unsymmetriefaktor der Gegen- und Gleichkomponente, symmetrische Komponenten: Gegen-, Gleich-, Null- (Spannung) U_0, U_1, U_2, u_0, u_2	✓	✓	✓	
Unsymmetriefaktor der Gegen- und Gleichkomponente, symmetrische Komponenten: Gegen-, Gleich-, Null- (Strom) I_0, I_1, I_2, i_0, i_2	✓	✓	✓	
Flicker-Faktor P_{st} und P_t	✓	✓	✓	
Wirkleistung (aufgezeichnet und abgegeben) P_+, P_-	✓	✓	✓	
Blindleistung (Vierquadranten) Q_1/Q_B	✓	✓	✓	
Scheinleistung S	✓	✓	✓	
Die Verzerrungsleistung D /Scheinleistung der Verzerrung S_N	✓	✓	✓	
Leistungsfaktor PF	✓	✓	✓	
Phasenverschiebungsfaktor $\cos\phi/DPF$	✓	✓	✓	
Koeffizient $tg\phi$ (4 Quadranten) $tg\phi$	✓	✓	✓	
Wirkenergie (aufgezeichnet und abgegeben) E_{P+}, E_{P-}				✓
Blindenergie (4 Quadranten) E_Q				✓
Scheinenergie E_S				✓
Gesamte Oberwellen-Verzerrung der Spannung THD-F U, THD-R U	✓	✓	✓	
Gesamte Oberwellen-Verzerrung des Stromes THD-F I, THD-R I	✓	✓	✓	
Verzerrungsfaktor des Stromes TDD	✓	✓	✓	
Amplituden der Oberwellen der Spannung $U_{h0} \dots U_{h256}$	✓	✓	✓	
Amplituden der Oberwellen des Stromes $I_{h0} \dots I_{h256}$	✓	✓	✓	
Gesamte Verzerrung der Zwischenharmonischen der Spannung TID-F U, TID-R U	✓	✓	✓	
Gesamte Verzerrung der Zwischenharmonischen des Stromes TID-F I, TID-R I	✓	✓	✓	

Amplituden der Zwischenharmonischen der Spannung $U_{h0} \dots U_{h256}$	✓	✓	✓	
Amplituden der Zwischenharmonischen des Stromes $I_{h0} \dots I_{h256}$	✓	✓	✓	
K-Faktor (K-Factor)	✓	✓	✓	
Factor K	✓	✓	✓	
Wirkleistungen der Oberwellen $P_{h1} \dots P_{h256}$	✓	✓	✓	
Bindleistungen der Oberwellen $Q_{h1} \dots Q_{h256}$	✓	✓	✓	
Phasenwinkel der Oberwellen der Spannung und des Stromes $\varphi_1 \dots \varphi_{256}$	✓	✓	✓	
Steuersignale U_{R1}, U_{R2}	✓	✓	✓	
Emissionen im Bereich 2-9 kHz (35 Bänder)	✓	✓	✓	
Emissionen im Frequenzbereich 8-150 kHz (72 Bänder)	✓	✓	✓	

6.8 Stromversorgung

Stromversorgung	
Nennversorgungsspannungsbereich Option "AC"	85...264 V AC, 40...70 Hz 120...300 V DC
Nennversorgungsspannungsbereich Option "DC"	18...60 V DC Geschützt gegen Verpolung
Überspannungskategorie des Netzteils (Option "AC")	CAT III 300 V
Isolationsspannung des Netzteils (Option "AC", Option "DC")	1000 V _{RMS}
Maximale Leistungsaufnahme	10 W (ohne externe Zusatzmodule)

6.9 Akku

Akku	
Typ	Li-Ion 3,67 V, 5,5 Ah
Akku-Betriebsdauer	ca. 1 h
Akkuladezeit (vollständig entladen)	< 12 h
Ladetemperaturbereich	0°C ... +60°C
Akku-Stromverbrauch bei ausgeschaltetem Messgerät (externe Stromversorgung unterbrochen)	< 1 mA
Transportstandard	Zertifiziert nach UN 38.8

6.10 Unterstützte Netztypen

en von unterstützten Netzwerk (direkt und indirekt)	
1-phasig	1-phasig mit Neutralleiter (Spannungsklemmen: U1, N, E) $I_1, I_4/I_N, I_5/I_E$
2-phasig	1-phasig mit Neutralleiter (Spannungsklemmen: U1, U2, N, E) $I_1, I_2, I_4/I_N, I_5/I_E$
3-Phasen 4-Leiter	3-Phasen 4-Leiter mit Neutralleiter (Spannungsklemmen: U1, U2, U3, N, E) $I_1, I_2, I_3, I_4/I_N, I_5/I_E$
3-Phasen 3-Leiter	3-Phasen 3-Leiter (Spannungsklemmen: U1, U2, U3, U3, E) I_1, I_2, I_3
3-Phasen 3-Leiter (Aron)	3-Phasen 3-Leiter (Spannungsklemmen: U1, U2, U3, U3, E) I_1, I_2, I_3 (I_2 analytisch berechnet)

6.11 Kommunikationsprotokolle

Kommunikationsprotokolle	
HTTPS	TCP 443-Port, integrierte Website zur Konfiguration und Anzeige
MODBUS RTU (RS-485-1-Anschluss)	Galvanisch isoliert (1000 V _{RMS}) Max. Übertragungsgeschwindigkeit 921,6 kbit/s Unterstützte Geschwindigkeiten: 57600, 115200 (Standard), 128000, 230400, 256000, 460800, 921600 Standardeinstellungen: 8 Datenbits, 1 Stoppbit, gerade Parität
MODBUS TCP/IP	TCP-Port 502 (Standard), max. 5 Clients
IEC 61850	TCP 102-Port
SonelFrame	TCP 4005-Port, Sonel-Protokoll zum Betrieb des Messgeräts

6.12 Ethernet

Ethernet	
Anschluss	2x RJ45 10/100 Base-T gemäß IEEE 802.3 LED grün: <ul style="list-style-type: none"> • Blinkend: Paketübertragung • Dauerhaft leuchtend: Verbindung (Link) • Aus: keine Verbindung LED gelb: <ul style="list-style-type: none"> • Dauerhaft leuchtend: 10 Base-T-Verbindung • Aus: 100 Base-T-Verbindung
Isolationsspannung	1000 V rms
Übertragungsgeschwindigkeit	10 / 100 Mbit/s
Kabeltyp	CAT 5/6 STP/FTP (geschirmt)
Max. Kabellänge 10/100 Base-T	100 m
PoE PD	LAN1-Anschluss, gemäß IEEE 802.3 at (25.5 W) und IEEE 802.3 af (15.4 W)

6.13 RS-485-Anschlüsse

RS-485-Anschlüsse	
Anzahl der Schnittstellen	2 (RS-485-1, RS-485-2)
Isolationstyp	Digitaler Isolator (getrennt für beide Schnittstellen)
Isolationsspannung	1000 V rms
Max. Übertragungsgeschwindigkeit	921,6 kbit/s
Max. Anzahl Empfänger	256
Max. Kabellänge	1200 m (bis zu 100 m @ 921,6 kbit/s)
Abschlusswiderstände	Einschaltbar an beiden Schnittstellen – „EIN“ (oben) bedeutet angeschlossener Widerstand (120 Ω zwischen A und B)
Standardfunktion	RS-485-1: MODBUS RTU RS-485-2: IRIG-B-Eingang

6.14 Digitalausgänge

Digitalausgänge	
Anzahl der Ausgänge	2
Ausgangstyp	Mechanisches Relais
Kontaktkonfiguration	SPDT
Nennspannung	250 V AC
Nennstrom	6 A
Nennlast AC1	1500 VA
Nennlast AC15	300 VA
DC1-Ausschaltvermögen: 30/110/220 V	6 A / 0,2 A / 0,12 A
Isolationsspannung	1000 V rms

6.15 Digitaleingänge

Digitale Eingänge	
Anzahl der Eingänge	2
Spannungsbereich	0...250 V AC rms oder DC
Spannungspolarisierung	Beliebig
Stufe H (hoch)	20...250 V AC rms oder DC
Stufe L (niedrig)	0...10 V AC rms oder DC
Isolationstyp	Optokoppler
Isolationsspannung	1000 V rms
Eingangsimpedanz	200 k Ω
Signalfrequenz	DC ... 70 Hz

6.16 Watchdog-Digitalausgang

Watchdog-Ausgang		
Betriebsart	Das Relais ist eingeschaltet (Kontakte geschlossen), wenn der Analysator eingeschaltet ist	
Ausgangstyp	Mechanisches Relais	
Kontaktkonfiguration	SPST-NO	
Nennspannung	250 V AC	
Nennstrom	5 A	
Nennlast	Widerstandslast: 5 A bei 250 V AC 5 A bei 30 V DC	Induktive Last ($\cos\varphi = 0,4$): 2 A bei 250 V AC 2 A bei 30 V DC
Isolationsspannung	1000 V rms	

6.17 1-Wire-Eingang für Temperatursensoren

1-Wire-Eingang für Temperatursensoren	
Betriebsart	Isoliertes 1-Wire-Netzwerk mit parasitärer Stromversorgung
Max. Anzahl Sensoren	4
Max. Buslänge	100 m
Kompatible Sensoren	DS18B20, DS18B20-PAR
Isolationstyp	Digitaler Isolator
Isolationsspannung	1000 V rms

6.18 Knopfzellenbatterie

Knopfzellenbatterie	
Akkutyp	Lithium 3 V CR1025
Lebensdauer	5 Jahre

6.19 Umweltbedingungen und andere technische Daten

Umweltbedingungen und andere technische Daten	
Betriebstemperaturbereich	-20°C...+55°C
Lagerungstemperaturbereich	-30°C...+60°C
Feuchtigkeit	10...90%
Dichtheit (nach IEC 60529)	IP30, für die Verwendung in Innenräumen
Widerstandsfähigkeit gegen Sonneneinstrahlung	Nicht in direktem Sonnenlicht anwenden, Sonnenschutzmittel verwenden
Bezugsbedingungen	Siehe Abschnitt 6.5.1
Arbeitshöhe	bis zu 2000 m über NN (bis zu 4000 m über NN mit einer reduzierten Messkategorie; siehe Abschnitt 6.1)
Abmessungen	157 x 87 x 59 mm
Gewicht	0,55 kg
Display	Farb-LCD TFT, 320x240 Pixel, Diagonale 2,4", resistives Touchpanel
Datenspeicher	8 GB interner Speicher, 8 GB microSD-Karte (Standard), Möglichkeit der Erweiterung auf 32 GB (Option)

6.20 Sicherheit

Sicherheit	
Sicherheit in Übereinstimmung mit	IEC 61010-1:2010/AMD1:2016 (Ed. 3.0) IEC 61010-2-030:2017 (Ed. 2.0)
Messkategorie	CAT IV 300 V / CAT III 600 V / CAT II 1000 V (Spannungseingänge, siehe Abschnitt 6.1) CAT IV 150 V / CAT III 300 V (Stromeingänge) Verschmutzungsstufe 2
Überspannungskategorie (internes AC/DC-Netzteil, Option „AC“)	III 300 V Verschmutzungsstufe 2
Isolierung	einfach + Schutzerdungsanschluss (Schutzklasse I)

6.21 Elektromagnetische Verträglichkeit (EMC)

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMC)	
Übereinstimmung mit	IEC 61000-6-5:2015 EN 55032 (CISPR 32)
Widerstandsfähigkeit gegen elektrostatische Entladung	IEC 61000-4-2 Luftentladung: 8 kV Kontaktentladung: 6 kV
Störfestigkeit gegen Radiofrequenzstörungen	IEC 61000-4-3 sinusförmige Modulation 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

Widerstandsfestigkeit auf eine Reihe von schnellen Übergangszuständen	IEC 61000-4-4 Amplitude 2 kV, 100 kHz (Spannungs- und Stromeingänge, Netzteileingänge) Amplitude 2 kV, 100 kHz (RS-485-Anschlüsse, digitale Eingänge, 1-Wire-Eingang, Relaisausgänge)
Wärmestoßbeständigkeit und Kälteschlagfestigkeit	IEC 61000-4-5 Amplitude 6 kV (Spannungseingänge L-L), Amplitude 6 kV (Spannungseingänge L-E) Amplitude 1 kV (Leitung-Masse; RS-485-Anschlüsse, digitale Ein- und Ausgänge, 1-Wire-Eingang) Amplitude 2 kV (Leitung-Masse; Stromeingänge)
Störfestigkeit gegen leitungsgebundene Störungen, induziert durch hochfrequente Felder	IEC 61000-4-6 sinusförmige Modulation 80% AM, 1 kHz 0,15...80 MHz, 10 V (Spannungseingänge, Stromversorgung, RS-485-Anschlüsse, digitale Ein- und Ausgänge, 1-Wire-Eingang)
Widerstandsfähigkeit gegen Einbrüche und Stromausfälle	IEC 61000-4-11 AC/DC-Netzteilanschluss (Option „AC“) 70% U_T , 1 Periode 40% U_T , 50 Perioden Test für $U_T=85$ V und $U_T=264$ V
	IEC 61000-4-29 DC-Netzteilanschluss (Option „DC“) 70% U_T , 0,1 s 40% U_T , 0,1 s 0% U_T , 0,05 s Test für $U_T=18$ V und $U_T=60$ V
Widerstandsfähigkeit gegen Signalspannungen und Widerstandsfähigkeit gegen leitungsgebundene Gleichtaktstörungen	IEC 61000-4-16 RS-485-Anschlüsse, Spannungseingänge, digitale Eingänge, LAN-Anschlüsse Signalspannungen: 10 V kontinuierlich 100 V für 1 s Leitungsgeführte Gleichtaktstörungen: Stufe 3: 15-150 Hz: 10 V bis 1 V 150 Hz-1,5 kHz: 1 V 1,5-15 kHz: 1 V bis 10 V 15-150 kHz: 10 V
Emission abgestrahlter Störungen	CISPR 32, Klasse A: 30...230 MHz, 40 dB(μ V/m) aus 10 m 230...1000 MHz, 47 dB(μ V/m) aus 10 m 1...3 GHz: 56 dB(μ V/m), Durchschnitt, 76 dB(μ V/m), Spitze, aus 3 m 3...6 GHz: 60 dB(μ V/m), Durchschnitt, 80 dB(μ V/m), Spitze, aus 3 m
Emission von Leiterstörungen	CISPR 32, Klasse A: AC/DC-Netzteil (Option „AC“) Ebenen für den Quasi-Peak-Detektor: 0,15 kHz...0,5 MHz: 66 dB μ V Durchschnitt 0,5 MHz...30 MHz: 60 dB μ V Durchschnitt

Entsprechenserklärung EN 55032 (CISPR 32)

Das PQM-750 ist ein Klasse A Produkt. In häuslichem Gebrauch kann diese Gerät Radiostörungen hervorrufen, welche der Benutz durch entsprechende Handlungen umgehen oder abstellen kann. (z.B. erhöhen des Abstandes zwischen den betroffenen Geräten).

6.22 Mechanische Prüfung

Mechanische Prüfung, Gerät eingeschaltet	Norm und Prüfniveau	Testanforderungen
Vibrationsfestigkeit	IEC 60068-2-6 Test Fc	Frequenzbereich: 10 Hz bis 150 Hz Sweep-Frequenzbereich: 58 Hz bis 60 Hz 0,075 mm, 2 Hz bis 9 Hz, 20 Zyklen 0,5 g _n , 9 Hz bis 150 Hz, 20 Zyklen
Erdbebensicherheit	IEC 60068-2-57	1-35 Hz, horizontale Beschleunigung 1 g _n , vertikale Beschleunigung 0,5 g _n
Mechanische Prüfung, Gerät ausgeschaltet (Transport)	Norm und Prüfniveau	Testanforderungen
Vibrationsfestigkeit	IEC 60068-2-6 Test Fc	Frequenzbereich: 5 Hz bis 150 Hz Sweep-Frequenzbereich: 8 Hz bis 9 Hz 7,5 mm, 2 Hz bis 9 Hz, 20 Zyklen 2 g _n , 9 Hz bis 150 Hz, 20 Zyklen
Schlagfestigkeit	IEC 60068-2-27 Test Ea	15 g _n / 11 ms, 3 Impulse
Freier Fall	IEC 60068-2-31 Test Ec, Verfahren 1	Prüfung in Transportverpackung durchgeführt Fall aus einer Höhe von 500 mm Anzahl der Versuche: 2 auf jeder Seite

6.23 Normen



Erklärung der Übereinstimmung

SONEL S. A. erklärt hiermit, dass der Radiogerättyp PQM-750 mit der Richtlinie 2014/53/EU vereinbar ist. Der volle Text der EU-Konformitätserklärung ist unter der folgenden Internetadresse verfügbar: <https://sonel.pl/de/download/konformitaetserklarungen/>

Normen	
Produktnorm	IEC 62586-1:2017 (Ed. 2.0) IEC 62586-2:2017/COR1:2018 (Ed. 2.0) Produktklassifizierung: PQI-A-FI1 (Messklasse A nach IEC 61000-4-30, fest montiert (eng. Fixed), für die Verwendung in Innenräumen (eng. Indoor), EMV-Umgebung G)
Messmethoden	IEC 61000-4-30:2015/COR1:2016 (Ed. 3.0) Klasse A
Messgenauigkeit	IEC 61000-4-30:2015/COR1:2016 (Ed. 3.0) Klasse A
Energiequalität	EN 50160:2010
Lichtflimmern (Flicker)	IEC 61000-4-15:2010/COR1:2012 (Ed. 2.0)
Oberwellen	IEC 61000-4-7:2002/AMD1:2008 (Ed. 2.0)
Sicherheit	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
Qualitätsstandard	Bearbeitung, Entwurf und Herstellung gemäß ISO 9001

6.23.1 Übereinstimmung mit den Normen

Der Analysator wurde so entworfen, dass er die Anforderungen der unten genannten Normen erfüllt.
Produktnormen

- IEC 62586-1:2017 – Messung der Spannungsqualität in Energieversorgungssystemen; Teil 1: Messgeräte für die Spannungsqualität (PQL).
- IEC 62586-2:2017 – Messung der Spannungsqualität in Energieversorgungssystemen; Teil 2: Funktionsprüfungen und Anforderungen an die Messunsicherheit.

Standards für die Messung der Netzwerk-Parameter:

- IEC 61000-4-30:2015/COR1:2016 (Ausgabe 3.0) – Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Prüf- und Messverfahren – Methoden der Messung der Netzqualität,
- IEC 61000-4-7:2002/AMD1:2008 (Ausgabe 2.0) – Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Prüf- und Messverfahren – Allgemeiner Leitfadens für Oberwellen und Interharmonische und für die Zwecke von Messgeräten für Stromversorgungssysteme und an sie angeschlossenen Geräte verwendet werden,
- IEC 61000-4-15:2010/COR1:2012 (Ausgabe 2.0) – Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Prüf- und Messverfahren – Meter flackern – Funktionelle und Design,
- EN 50160:2010 – Merkmale der Versorgungsspannung in öffentlichen Netzen.

Sicherheitsnormen:

- IEC 61010-1:2010/AMD1:2016 (Ausgabe 3.0) – Sicherheitstechnische Anforderungen für elektrische Mess-, Regel- und Laborgeräte. Teil 1: Allgemeine Anforderungen
- IEC 61010-2-030:2017 (Ed. 2.0) – Sicherheitstechnische Anforderungen für elektrische Mess-, Regel- und Laborgeräte – Teil 2-030: Besondere Anforderungen für Geräte mit Prüf- oder Messstromkreisen.

Standards für elektromagnetische Verträglichkeit:

- EN 55032:2015 – Elektromagnetische Verträglichkeit von Multimediageräten und -einrichtungen.
- IEC 61000-6-5:2015 – Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 6-5: Fachgrundnormen – Störfestigkeit von Betriebsmitteln, Geräten und Einrichtungen, die im Bereich von Kraftwerken und Schaltstationen verwendet werden.

Das Gerät erfüllt in vollem Umfang die Anforderungen der Klasse A nach IEC 61000-4-30. Diese sind in der nachstehenden Tabelle zusammengefasst.

Tab. 9. Zusammenfassung der Standardeinhaltung für ausgewählte Parameter

Aggregation der Messungen in Zeitabständen	<p>IEC 61000-4-30 Klasse A</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die grundlegende Messzeit der Werte (Spannung, Strom, Oberwellen, Unsymmetrie) ist ein Bereich von 10 Zeitabschnitten für ein 50 Hz Versorgungssystem und von 12 Zeitabschnitten für ein 60 Hz Versorgungssystem, • Intervall von 3 s (150 Perioden für Nennfrequenzen 50 Hz und 180 Perioden für 60 Hz) • Intervall von 10 min., • Intervall von 2 h <p>Resynchronisation und Überlappung von 10/12-periodischen Bereichen.</p>
Die Unsicherheit der Uhrzeit	<p>IEC 61000-4-30 Klasse A:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Uhrzeitsynchronisation mit GPS-Zeit über ein externes GPS-1-Modul mit externer Antenne, • Zeitsynchronisation von einer externen IRIG-B-Quelle (viele Analysatoren können über das GPS-1-Modul mit einer externen Antenne von der IRIG-B-Quelle synchronisiert werden), • Eingebaute Echtzeituhr, • Genauigkeit der Uhr nach Verlust des GPS- oder IRIG-B Signals besser als $\pm 0,3$ Sek. / Tag
Frequenz	Die Anforderungen der Norm IEC 61000-4-30 Klasse A für Methoden und die Messunsicherheit werden erfüllt
Wert der Versorgungsspannung	Die Anforderungen der Norm IEC 61000-4-30 Klasse A für Methoden und die Messunsicherheit werden erfüllt
Spannungsschwankungen (Lichtflimmern)	Die Methode der Messung und die Unsicherheit erfüllt die Anforderungen der Norm IEC 61000-4-15, Klasse F1
Einbrüche, Überspannungen und Unterbrechungen der Versorgungsspannung	Die Anforderungen der Norm IEC 61000-4-30 Klasse A für Methoden und die Messunsicherheit werden erfüllt
Unsymmetrie der Versorgungsspannung und des Stroms	Die Anforderungen der Norm IEC 61000-4-30 Klasse A für Methoden und die Messunsicherheit werden erfüllt
Oberwellen der Spannung und des Stromes	Die Anforderungen der Norm IEC 61000-4-30 Klasse A für Methoden und die Messunsicherheit (IEC 61000-4-7 Klasse I) werden erfüllt
Zwischenharmonische der Spannung und des Stroms	Die Anforderungen der Norm IEC 61000-4-30 Klasse A für Methoden und die Messunsicherheit (IEC 61000-4-7 Klasse I) werden erfüllt
Steuersignale in der Versorgungsspannung	Die Anforderungen der Norm IEC 61000-4-30 Klasse A für Methoden und die Messunsicherheit werden erfüllt
Schnelle Spannungsänderungen RVC	Die Anforderungen der Norm IEC 61000-4-30 Klasse A für Methoden und die Messunsicherheit werden erfüllt
Effektivwert des Stromes	Die Anforderungen der Norm IEC 61000-4-30 Klasse A für Methoden und die Messunsicherheit werden erfüllt

6.23.2 Gerätespezifikationen nach IEC 62586

Produktklassifizierung		PQI-A-F1 (Messklasse A nach IEC 61000-4-30, fest montiert,), für die Verwendung in Innenräumen, EMV-Umgebung G)		
Symbol	Funktion	Klasse nach IEC 61000-4-30	Bereich	Anmerkungen
f	Frequenz	A	40...70 Hz	
U	Effektive Spannung	A	10%...150% U_{din}	6,4...1000 V $64 V \leq U_{din} \leq 665 V$
P_{ST}, P_{LT}	Lichtflimmern (Flicker)	A	$P_{ST} 0,2...10$	Klasse F1
U_{dip}, U_{swf}	Spannungseinbrüche und Überspannungen	A	–	
U_{int}	Unterbrechungen der Spannung	A	–	
u_0, u_2	Spannungsunsymmetrie	A	0,0%...20,0%	
U_h	Spannungsharmonischen	A	200% des Wertes nach IEC 61000-2-4 Klasse 3	
U_{ih}	Zwischenharmonische der Spannung	A	200% des Wertes nach IEC 61000-2-4 Klasse 3	
MSV	Steuersignale in der Spannung	A	0...15% U_{din}	$64 V \leq U_{din} \leq 665 V$
<i>Under/over</i>	Spannungsabweichungen nach oben und nach unten	<i>betrifft nicht</i>	–	
RVC	Schnelle Spannungsänderungen	A	–	
I	Effektiver Strom	A	0%...150% I_{nom}	
i_0, i_2	Unsymmetrie des Stromes	A	0,0%...20,0%	
I_h	Oberwellen des Stromes	A	200% des Wertes nach IEC 61000-2-4 Klasse 3	
I_{ih}	Zwischenharmonische des Stromes	A	200% des Wertes nach IEC 61000-2-4 Klasse 3	

Anmerkungen:

- U_{din} ist die angegebene Eingangsspannung des Zählers, d. h. einschließlich der Spannungswandler. Wenn keine Wandler verwendet wurden, ist $U_{nom} = U_{din}$. Wenn Wandler verwendet werden, ist $U_{nom} = k \times U_{din}$, wo k für die Übertragung des Wandler steht, z. B. für einen 15 kV: 100 V Wandler $15 kV: 100 V \Rightarrow k=150, U_{nom}=15 kV, U_{din}=100 V$.
- I_{rin} ist der Nenneingangsstrom des Messgerätes, also inklusive Stromwandler. Für PQM-750 mit installierten 5-A-Stromeingängen $I_{rin}=5 A$ und wenn keine Transformatoren verwendet werden, dann ist $I_{nom} = I_{rin}$. Wenn Transformatoren verwendet wurden, ist $I_{nom} = k \times I_{rin}$, wobei k das Transformatorverhältnis ist, z. B. für einen 100-A-Transformator: $5 A \Rightarrow k=20, I_{nom}=100 A, I_{rin}=5 A$.

7 Reinigung und Wartung



HINWEIS!

Es sollten lediglich Servicemethoden verwendet werden, die vom Hersteller in dieser Anleitung empfohlen wurden.

Das Gehäuse des Analysators kann mit einem weichen, feuchten Tuch und mit üblichen Reinigungsmitteln gereinigt werden. Man sollte keine Lösungsmittel oder Reiniger, die das Gehäuse beschädigen könnten (Pulver, Pasten usw.) verwenden.

Die Leitungen können mit Wasser und Reinigungsmittel gereinigt werden, danach sollten sie trocken gewischt werden.

Das elektronische System des Analysators erfordert keine Wartung.

8 Lagerung

Bei Lagerung des Geräts sind folgende Anweisungen zu beachten:

- trennen Sie alle Leitungen vom Gerät,
- reinigen Sie das Messgerät und das Zubehör gründlich,
- um die Tiefentladung des Akkus infolge einer längerer Lagerung zu vermeiden, sollen die Akkus von Zeit zu Zeit wieder aufgeladen werden.

9 Demontage und Entsorgung

Elektro- und Elektronik-Altgeräte müssen separat, also nicht mit anderen Abfällen gesammelt werden.

Gemäß des Gesetzes über Entsorgung von Elektro- und Elektronik-Altgeräten müssen ausgediente Elektronikgeräte an einen Sammelpunkt abgegeben werden.

Vor der Abgabe der Geräte an einen Sammelpunkt soll man nie versuchen, Geräteteile selbständig zu demontieren.

Man soll lokale Vorschriften zur Entsorgung von Verpackungen, Altbatterien und Altakkumulatoren beachten.

10 Hersteller

Gerätehersteller für Garantieansprüche und Service:

SONEL S.A.

Wokulskiego 11
58-100 Świdnica
Polen

Tel. +48 74 884 10 53 (Kundenbetreuung)

E-Mail: customerservice@sonel.com

Webseite: www.sonel.com



HINWEIS!

Service Reparaturen dürfen nur vom Hersteller durchgeführt werden.

AUFZEICHNUNGEN

AUFZEICHNUNGEN

AUFZEICHNUNGEN



SONEL S.A.

Wokulskiego 11
58-100 Świdnica
Polen

Kundenbetreuung

Tel. +48 74 884 10 53
E-Mail: customerservice@sonel.com

www.sonel.com