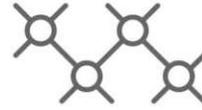




TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN



Institut für
Computertechnik
Institute of
Computer Technology

EINE DIPLOMARBEIT ÜBER

Analyse und Konzept zur Überwachung der Spannungsqualität in Verteilnetzen

ZUR ERBRINGUNG DER ANFORDERUNGEN FÜR DEN GRAD DES

Diplom-Ingenieur

in

Energie- und Automatisierungstechnik (066 506)

von

Stefan Arthofer, BSc

11701217

Betreuer_Innen:

Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thilo Sauter

Projektass. Dipl.-Ing. Stefan Wilker, B.Eng.

Wien, Österreich

November 2024

Kurzfassung

Die Bewältigung der Herausforderungen des Klimawandels erfordert einen grundlegenden Wandel der elektrischen Energienetze, um den Anforderungen der Zukunft gerecht zu werden. Die Beteiligung privater Haushalte am Betrieb elektrischer Energienetze resultiert in einer Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger. Die Integration dezentraler regenerativer Energieerzeugungsanlagen, wie beispielsweise Photovoltaik (PV) und Windkraft, stellt die Betreiber von Verteil- und Übertragungsnetzen vor neue Herausforderungen. Um den neuen Anforderungen gerecht zu werden, ist eine Weiterentwicklung der Netzführung erforderlich. Dabei spielt die Digitalisierung der Verteilnetze zur Erhöhung der Monitoring-Fähigkeiten eine entscheidende Rolle.

Die vorliegende Diplomarbeit widmet sich der Frage, wie die Digitalisierung in elektrischen Verteilnetzen vorangebracht werden kann. Zu diesem Zweck erfolgt zunächst eine Identifikation der aktuellen Problematiken der Versorgungsnetze im Hinblick auf die Netzspannungsqualität und die Netzzustandsdaten. Diese Diplomarbeit verfolgt das Ziel, einen Beitrag zur Bewältigung der gegenwärtigen Herausforderungen zu leisten. Im Rahmen dieser Untersuchung erfolgt ein Vergleich zweier Messgeräte, um die Vor- und Nachteile des kostengünstigeren SICAM Enhanced Grid Sensor (EGS) im Vergleich zum State-of-the-Art-Netzanalysator SICAM Q200 aufzuzeigen. Der Vergleich basiert sowohl auf theoretischen Überlegungen als auch auf Vergleichsmessungen, welche die Messgenauigkeit der beiden Geräte ermitteln sollen. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse erfolgt im Anschluss die Konzeption einer effizienten Spannungsqualitätsüberwachung, welche in realen Anwendungen evaluiert wird.

Die Resultate der vorliegenden Diplomarbeit bieten Verteilnetzbetreibern wertvolle Unterstützung bei der Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende. Das entwickelte Gesamtkonzept zielt auf eine verstärkte Digitalisierung der Verteilnetze ab. Ein weiterer Vorteil besteht in der Monitoring-Möglichkeit für Messstellen im gesamten Energienetz, die einfach analysiert werden kann.

Abstract

In order to overcome the challenges of climate change, there is a need for an underlying transformation of the electrical energy grids. The involvement of private households in the operation of electrical energy grids has the potential to increase the share of renewable energy sources. The integration of decentralised renewable energy generation plants, such as photovoltaics (PV) and wind power, presents new challenges for distribution and transmission grid operators. Further development of grid management is necessary in order to meet the new requirements. The digitalisation of distribution grids plays a crucial role in enhancing monitoring capabilities.

This diploma thesis is concerned with the issue of increasing digitalisation in electrical distribution grids. In order to achieve this objective, it is first necessary to identify the current issues facing supply grids with regard to grid voltage quality and grid status data. The aim of this thesis is to make a contribution to improving the current challenges. To this end, a comparison of two measuring devices is first carried out to demonstrate the advantages and disadvantages of the more cost-effective SICAM Enhanced Grid Sensor (EGS) compared to the state-of-the-art SICAM Q200 grid analyser. The comparison is based on both theoretical considerations and comparative measurements to determine the measurement accuracy. Subsequently, a concept for efficient power quality monitoring is developed and evaluated in real applications.

The results of this thesis allow distribution grid operators to better manage the challenges of the energy transition. The overall concept developed enables increased digitalisation of distribution grids, thereby enhancing operational efficiency. Another advantage is the monitoring option for measuring points throughout the energy grid, which can also be easily analysed.

Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet.

Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Copyright Statement

I, Stefan Arthofer, BSc, hereby declare that this thesis is my own original work and, to the best of my knowledge and belief, it does not:

- Breach copyright or other intellectual property rights of a third party.
- Contain material previously published or written by a third party, except where this is appropriately cited through full and accurate referencing.
- Contain material which to a substantial extent has been accepted for the qualification of any other degree or diploma of a university or other institution of higher learning.
- Contain substantial portions of third party copyright material, including but not limited to charts, diagrams, graphs, photographs or maps, or in instances where it does, I have obtained permission to use such material and allow it to be made accessible worldwide via the Internet.

Signature: _____

Vienna, Austria, November 2024

Stefan Arthofer, BSc

Danksagung

Ich möchte mich bei allen Personen, die mich während meiner Studienzeit unterstützt und begleitet haben, herzlich bedanken. Mein besonderer Dank gilt meiner Familie, insbesondere meinen Eltern, für die tatkräftige Unterstützung.

Des Weiteren möchte ich meinen Betreuern, Herrn Prof. Thilo Sauter und Herrn Stefan Wilker von der TU Wien, für die fachliche Unterstützung bei verschiedensten Fragestellungen danken.

Abschließend möchte ich mich bei meinen Kolleginnen und Kollegen der Siemens AG Österreich für die stets kompetente und unterstützende Zusammenarbeit bedanken.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	iii
Abstract	iv
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.1.1 Aktueller Stand in der österreichischen Netzführung	4
1.1.2 Aktuelle Netzentwicklungen in Österreich	5
1.2 Forschungsfragen	6
1.3 Erwartete Ergebnisse	7
1.4 Forschungsmethoden	7
1.5 Praktische Relevanz	8
1.6 Aufbau der Arbeit	9
2 Stand der Technik	11
2.1 Elektrotechnische Grundlagen	11
2.1.1 Dreiphasenwechselspannung	11
2.1.2 Oberschwingungen	12
2.1.3 Strommessung mit Rogowski-Spulen	13
2.2 Stromversorgungsnetze	14
2.2.1 Das österreichische Stromversorgungsnetz	14
2.2.2 Herausforderungen und Trends in Stromversorgungsnetzen	15
2.2.3 Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Österreich	17
2.3 Grundlagen der Netzspannungsqualität	19
2.3.1 Definition und Bedeutung der Netzspannungsqualität	19
2.3.2 Zugrundeliegende Normen	20
2.3.3 Parameter der Netzspannungsqualität	21

2.3.4	Überwachung der Netzspannungsqualität	23
2.4	Stand der Forschung und Entwicklung	24
2.4.1	Power Quality Analysen in realen Anwendungen	25
2.4.2	Monitoringsysteme für Power Quality	26
2.5	Vereinfachte Methoden zur Überwachung der Spannungsqualität	27
2.5.1	Indikatoren nach Ampelfarben	27
2.5.2	Kubischer Index für Spannungsqualität	28
3	Messgeräte zum Monitoring von Niederspannungsnetzen	31
3.1	Siemens SICAM EGS	31
3.1.1	Technische Eigenschaften	32
3.1.2	Anwendungsgebiete	33
3.2	Klasse A Gerät Siemens SICAM Q200	34
3.2.1	Technische Eigenschaften	35
3.2.2	Anwendungsgebiete	36
4	Theoretischer Vergleich der Messgeräte	37
4.1	Definition der Metriken	37
4.2	Analyse anhand der Metriken	38
4.2.1	Messgrößen und Messbereiche	38
4.2.2	Kommunikationsmöglichkeiten	39
4.2.3	Mögliche Parameter nach EN 50160	40
4.2.4	Anwendungsbereiche	43
4.2.5	Installationsmöglichkeiten und Benutzerfreundlichkeit	43
4.2.6	Gesamtbewertung	44
5	Methode zur vereinfachten Spannungsqualitätsüberwachung	45
5.1	Konzeptauswahl	45
5.2	Implementierung	46
5.3	Simulation	51
5.3.1	Ablauf der Simulation	52
5.3.2	Ergebnisse der Simulation	54
6	Experimentelle Ergebnisse	55
6.1	Vergleichsmessungen ausgewählter PQ-Geräte	55
6.1.1	Verwendeter Labormessaufbau	55

<i>Inhaltsverzeichnis</i>	xi
6.1.2 Spannungsmessungen	57
6.1.3 Frequenzmessungen	65
6.1.4 Messungen mit Oberschwingungen	66
6.1.5 Strom- und Leistungsmessungen	70
6.2 Labormessungen mit dem PQ Parameter	75
6.2.1 Messszenario	75
6.2.2 Messungen mit unterschiedlichen Aggregationsintervallen	77
6.3 Netzqualitätsmessungen in realen Anwendungen	79
6.3.1 Messung an einem Einfamilienhaus ohne PV-Anlage	81
6.3.2 Messung an einem Einfamilienhaus mit PV-Anlage	82
6.3.3 Messung an einem Microgrid Campus	83
6.3.4 Visualisierung der Messergebnisse in einem Stromversorgungsnetz	85
7 Diskussion	89
7.1 Diskussion der Forschungsfragen	89
7.2 Anwendungen und Limitierungen der Methodik	93
7.3 Zusammenfassung und Ausblick	94
Literaturverzeichnis	96

Tabellenverzeichnis

4.1	Messbereiche und Messgenauigkeiten der zu analysierenden Messgeräte	39
6.1	Messunsicherheiten für Spannungsmessungen gemäß DIN EN 61000-4-30 [1]	57
6.2	Messunsicherheiten für Frequenzmessungen gemäß DIN EN 61000-4-30 [1]	65
6.3	Spannungswerte der Harmonischen für THD-Messungen gemäß EN 50160 [2]	68

Abbildungsverzeichnis

1.1	Ausbau der erneuerbaren Energieträger in Österreich [3]	2
1.2	Herausforderungen im Niederspannungsnetzbetrieb	4
2.1	Spannungsverläufe für ein Dreiphasensystem	12
2.2	Rogowski-Spule mit Integratorschaltung	13
2.3	Aufbau eines Stromnetzes	15
2.4	Monitoring im Niederspannungsnetz	16
2.5	Aktueller Stand beim Ausbau von Photovoltaik [4]	18
2.6	Aktueller Stand beim Ausbau von Wasserkraft [4]	18
2.7	Aktueller Stand beim Ausbau von Windenergie [4]	18
2.8	Zusammenwirken der Netzspannungsqualitätsnormen	21
2.9	Übersicht der PQ-Parameter	23
2.10	Darstellung einzelner Parameter des gesamten Index	29
3.1	Produktbild des SICAM EGS [5]	32
3.2	Produktbild des SICAM Q200 [6]	34
5.1	Ablaufdiagramm der entwickelten Applikation	47
5.2	MQTT Kommunikation mit dem SICAM EGS	48
5.3	Schematischer Aufbau der Simulation	52
5.4	Einfacher Datengenerator für die Simulation	53
5.5	Ergebnis der Simulation	54
6.1	Schematische Darstellung des Messaufbaus für die Vergleichsmessungen	56
6.2	Omicron CMC 256 plus [7]	57
6.3	Vorgaben der Spannungswerte für die Spannung U_1	58
6.4	Vergleich der Spannungsmessungen U_1 gesamt	59
6.5	Vergleich der Spannungsmessungen U_1	60

6.6	Vergleich der Spannungsmessungen U_2 gesamt	61
6.7	Vergleich der Spannungsmessungen U_2	61
6.8	Vergleich der Spannungsmessungen U_3 gesamt	62
6.9	Vergleich der Spannungsmessungen U_3	63
6.10	Vergleich der Spannungsmessungen U_{12}	64
6.11	Vergleich der Spannungsmessungen U_{31}	64
6.12	Vorgaben der Frequenzmessungen	66
6.13	Vergleich der Frequenzmessungen gesamt	66
6.14	Vergleich der Frequenzmessungen	67
6.15	Vergleich der THD-Messungen zwischen SICAM EGS und SICAM Q200	69
6.16	Abweichungen der THD-Messungen	69
6.17	Vergleich der Strommessungen	71
6.18	Strommessungen mit dem EGS bei N=100 unter Laborbedingungen	72
6.19	Strommessungen mit dem EGS bei N=100 unter Praxisbedingungen	73
6.20	Vergleich der Scheinleistungsmessungen	73
6.21	Vergleich der Wirkleistungsmessungen	74
6.22	Vergleich der Blindleistungsmessungen	75
6.23	Schematische Darstellung des Messaufbaus	76
6.24	Simulierte KPQ Messung mit Aggregationsintervall 1 s	77
6.25	Simulierte KPQ Messung mit Aggregationsintervall 3 s	78
6.26	Simulierte KPQ Messung mit Aggregationsintervall 1 min	79
6.27	Simulierte KPQ Messung mit Aggregationsintervall 10 min	79
6.28	Schematische Darstellung des Messaufbaus für die reale Anwendung	80
6.29	Foto des realen Messaufbaus	81
6.30	Messung an einem Einfamilienhaus ohne PV-Anlage bei einem 1 s-Intervall	82
6.31	Messung an einem Einfamilienhaus ohne PV-Anlage bei einem 10 min-Intervall	82
6.32	Messung an einem Einfamilienhaus mit PV-Anlage bei einem 1 s-Intervall	83
6.33	Messung an einem Einfamilienhaus mit PV-Anlage bei einem 10 min-Intervall	84
6.34	Messung an einem Microgrid Campus bei einem 1 s-Intervall	84
6.35	Messung an einem Microgrid Campus bei einem 10 min-Intervall	85
6.36	Darstellung aller Messgeräte auf einer Karte	87
6.37	Detaillierte Darstellung eines Messgeräts auf einer Karte	87

Abkürzungsverzeichnis

- APG** Austrian Power Grid. 14
- CNN** Convolutional Neural Network. 25
- CSV** Comma-separated values. 47, 50
- DNP** Distributed Network Protocol. 39
- EAG** Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz. 17
- EGS** Enhanced Grid Sensor. iii, x, xv, xvi, 31, 32, 33, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 51, 52, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 80, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95
- EPRI** Electric Power Research Institute. 19
- FCM** Feeder Condition Monitor. 32
- FS** Full Scale. 39
- IoT** Internet of Things. 33, 46
- LTE** Long Term Evolution. 39, 43
- MQTT** Message Queuing Telemetry Transport. 33, 46, 47, 48, 51
- NEMA** National Equipment Manufacturer's Association. 41
- NTP** Network Time Protocol. 33, 35
- PQ** Power Quality. x, xv, 19, 23, 26, 35, 37, 47, 48, 51, 55, 57, 59, 61, 63, 65, 67, 69, 71, 73, 75, 76, 81, 83, 86, 90, 92, 93, 94
- PQDIF** Power Quality Data Interchange Format. 21
- PQI** Power Quality Index. 28
- PV** Photovoltaik. iii, xi, xvi, 1, 14, 33, 79, 81, 82, 83, 84
- RNN** Recurrent Neural Network. 25

RTU Remote Terminal Unit. 31, 35, 43

SCADA Supervisory Control and Data Acquisition. 36, 43, 91

SDK Software Development Kit. 32

SIM Subscriber Identity Module. 40

SVM Support Vector Machines. 26

TCP Transmission Control Protocol. 35, 36

THD Total Harmonic Distortion. 13, 32, 41, 66, 67, 68, 90

Kapitel 1

Einleitung

1.1 Motivation

Die Umsetzung der Energiewende sowie die Reduktion des CO₂-Ausstoßes stellen essenzielle Ziele dar, um dem Klimawandel entgegenzuwirken. Um diese Ziele zu erreichen, ist eine grundlegende Veränderung der aktuellen Energienetze erforderlich. In den vergangenen Jahren haben sich die Bedingungen des Betriebs von elektrischen Verteilnetzen erheblich verändert [8, 9]. Die Basis für den zukünftigen Betrieb von Verteilnetzen bildet der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien. Darüber hinaus sind entsprechende Regeln für alle Teilnehmer:innen des Strommarktes zu definieren sowie technische Regelungen zu erweitern. Eine Weiterentwicklung der Netzführung ist notwendig, um diese Vorgaben umzusetzen, da die Verteilnetze als Verbindungsstelle zwischen der überwiegend dezentralen Erzeugung und den Konsument:innen fungieren. Die Energiewende führt zu einer raschen Veränderung der europäischen Energiewirtschaft, die den Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern neue Schwierigkeiten bereitet. In den letzten Jahren hat sich gezeigt, dass der Ausbau von regenerativen Erzeugungsanlagen, vorwiegend Photovoltaik (PV) und Windkraftanlagen, mit einer schwankenden Erzeugungsleistung vorangetrieben wird [8, 9].

Eine Analyse der #mission2030¹ Impact Studie [9] geht bis 2030 von einer installierten PV-Leistung von bis zu 12 GW aus, hauptsächlich in Nieder- und Mittelspannungsnetzen. Zusätzlich wird von ca. 9 GW Windkraftleistung in den Verteilnetzen auf der 110 kV-Ebene ausgegangen [9]. Die Abbildung 1.1 zeigt die erzeugten Strommengen aus Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik im Jahr 2016 sowie den prognostizierten Zubau bis 2030. Der Abbildung ist zu entnehmen, dass in den Bereichen Windenergie und Photovoltaik ein enormer Ausbaubedarf besteht.

¹Ziel der #mission2030 ist es, bis zum Jahr 2030 den gesamten Energiebedarf Österreichs zu 100 % aus heimischen und erneuerbaren Quellen zu decken [3].

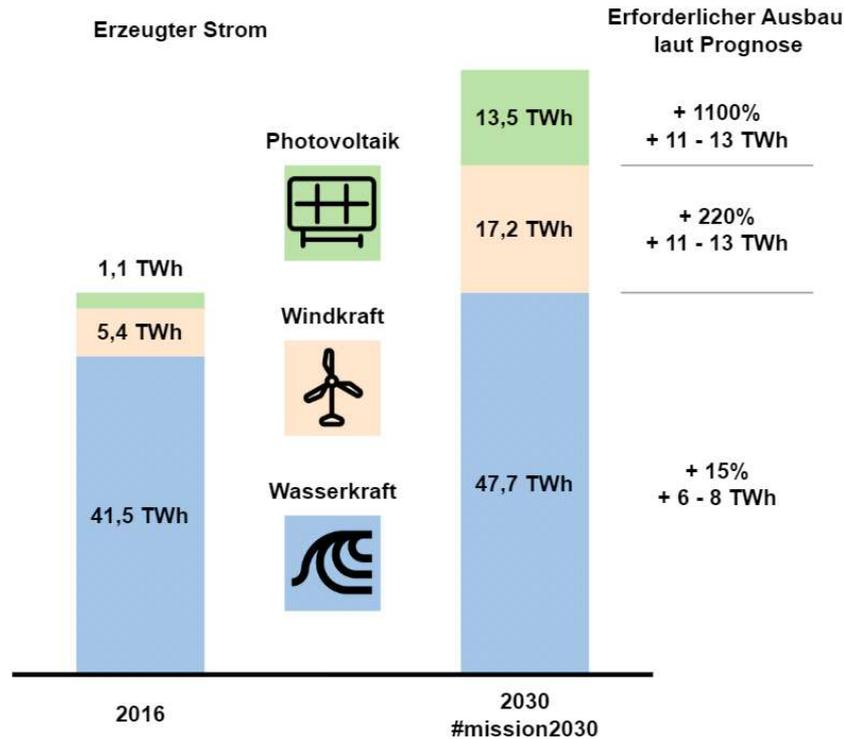


Abbildung 1.1: Ausbau der erneuerbaren Energieträger in Österreich [3]

In [9] wird darauf hingewiesen, dass die geplante Anpassung des Energiesystems, die Umstellung der Erzeugungskapazitäten von den Übertragungsnetzen auf die Verteilnetze sowie die zunehmenden Anforderungen an die Übertragungsnetze in Bezug auf Handelsgeschäfte die Umsetzung zusätzlicher Maßnahmen erfordern, um das Stromsystem stabil und sicher zu gestalten. Schon jetzt ist in Österreich ein beträchtlicher Anteil der gesamten Produktionskapazität mit den Verteilnetzen verbunden. Die Verteilnetzbetreiber stehen daher bereits vor den Schwierigkeiten, die sich aus dem Veränderungen der Energieversorgung ergeben [9].

Die große Herausforderung für die Betreiber von Verteilnetzen ist die Aufrechterhaltung des sicheren Betriebs des Verteilnetzes trotz der im Verhältnis zum Netzausbau rasanten Entwicklung. Durch neue Einspeiser werden lokal schnell die erlaubten Leitungs- oder Netzkapazitäten erreicht. Zur Beherrschung derartiger Situationen müssen sich die Verteilnetzbetreiber rechtzeitig mit folgenden Herausforderungen auseinandersetzen [9, 10]:

- Die Bereitstellung von Systemdienstleistungsbeiträgen, wie beispielsweise die Spannungshaltung, das Blindleistungsmanagement oder das Engpassmanagement, ist mit einem signifikant höheren Aufwand verbunden.
- In Zukunft wird auch für Verteilnetzbetreiber die Beteiligung an der Koordination des Einsatzes dezentraler Erzeugungsanlagen zur Frequenzhaltung unabdingbar sein.

- Es ist sicherzustellen, dass die Kurzschlussleistung weiterhin gewährleistet ist und die definierten Grenzwerte eingehalten werden.
- Infolge einer Revision erfolgt auch auf Verteilnetzebene zunehmend der Einsatz des Engpassmanagements.
- Die zunehmende Anzahl kleiner Einspeiser bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung einer insgesamt nicht unerheblichen Einspeiseleistung führt dazu, dass Verteilnetzbetreiber nicht länger in der Lage sind, manuell steuernd bzw. begrenzend einzuwirken. Die hohe Fluktuation führt zu einer Vielzahl von Last- und Spannungssituationen, auf die schnell und mit umfassender Wirkung reagiert werden muss.
- Die Intensivierung der Digitalisierung auf Verteilnetzebene ist eine unabdingbare Voraussetzung, um die notwendige Beobachtbarkeit über sämtliche Spannungsebenen hinweg zu gewährleisten.

In Verteilnetzen manifestieren sich gemäß [9] Engpässe in der Regel in zwei unterschiedlichen Ausprägungen. Diesbezüglich sind insbesondere Betriebsmittelüberlastungen sowie Spannungsbandverletzungen zu nennen. Die Identifikation und Evaluierung derartiger Engpässe erfordern die Anwendung geeigneter Verfahren zur Bestimmung und Prognose des Netzzustandes. Verfahren dieser Art können üblicherweise lediglich in den Netzen der Hoch- und Höchstspannungsebene zum Einsatz gelangen. In diesen Netzen ist aufgrund einer ausgeprägten Messinfrastruktur bereits ein gewisses Maß an Monitoring gegeben. Im Niederspannungsnetz hingegen ist dies nicht der Fall. Eine weitere Randbedingung, die langfristig zu berücksichtigen ist, stellt die Notwendigkeit der Beobachtbarkeit und gegebenenfalls der Steuerbarkeit der Niederspannungsnetze dar [9].

Für eine effiziente Netzführung ist es nach [8] notwendig, dass der aktuelle und geplante Netzzustand transparent dargestellt wird. In Zukunft, vor allem im Niederspannungsnetz, wird es immer wichtiger sein, die Spannungsqualität und den aktuellen Lastfluss zu überwachen und die Auswirkungen von dezentralen Energieerzeugungsanlagen und großen Verbrauchern genauer zu untersuchen. Dieses Monitoring benötigt hauptsächlich Daten aus dem Energienetz, die mithilfe eines intelligenten Ausbaus vorhandener Systeme erfasst und miteinander verknüpft werden sollen. Weitere Bereiche, wie etwa die Netzplanung und der Netzausbau, können von diesen zusätzlichen Informationen und der damit verbundenen optimierten Netzführung profitieren und dabei Kosteneinsparungen bewirken. Eine höhere Versorgungssicherheit und Netzqualität sowie eine beschleunigte Möglichkeit zur Behebung von Netzfehlern kommen letztlich den Verbraucher:innen zugute [8].

1.1.1 Aktueller Stand in der österreichischen Netzführung

Die Abbildung 1.2 präsentiert den aktuellen Zustand des Stromnetzes in den unterschiedlichen Ebenen sowie den zukünftigen Soll-Zustand. Es lässt sich ein Gefälle vom Höchstspannungsnetz bis hin zum Niederspannungsnetz in allen Punkten, bis auf die Steuerung, eindeutig erkennen. Das Hochspannungsnetz ist durch einen signifikant hohen Grad an Automatisierung, Überwachung und Dokumentation gekennzeichnet. Das Mittelspannungsnetz ist bereits weniger gut überwacht, weist aber noch einen hohen Ausbaugrad in der Automatisierung auf. Anders sieht es im Niederspannungsbereich aus. Hier gibt es keinen Ausbauzustand in der Überwachung und keine Statistik. Lediglich in der manuellen Steuerung und in der Dokumentation weist das Niederspannungsnetz einen Ausbaugrad auf.

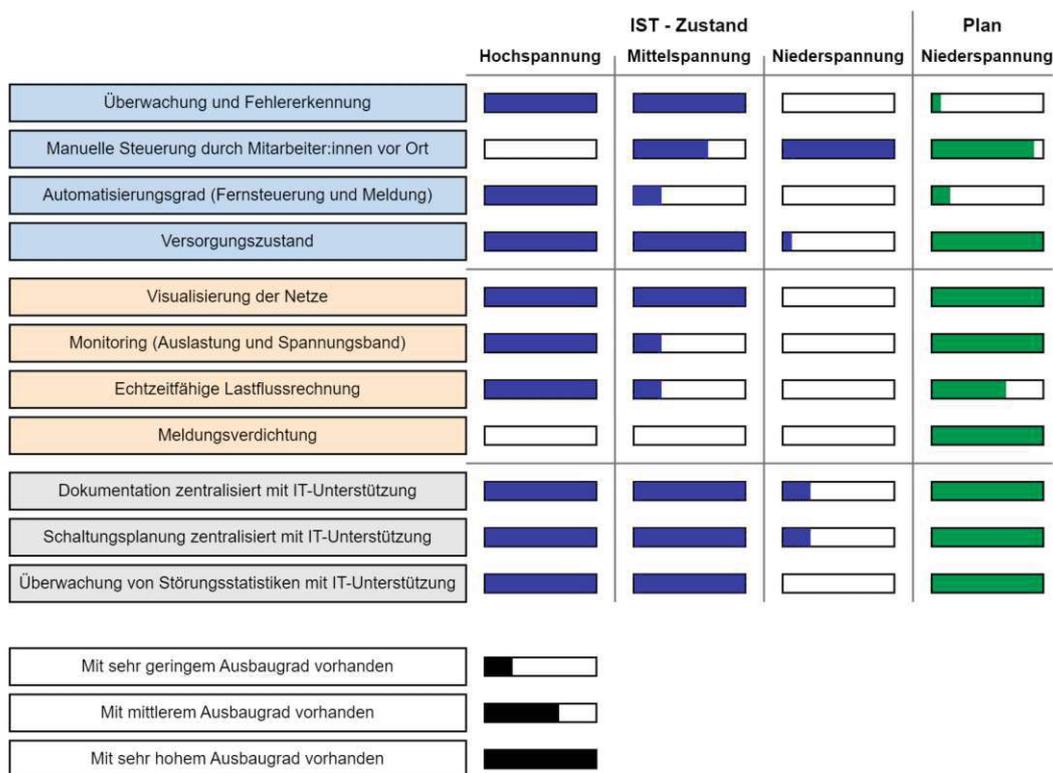


Abbildung 1.2: Herausforderungen im Niederspannungsnetzbetrieb (eigene Darstellung nach [8])

Für die Zukunft gehen österreichische Verteilnetzbetreiber von einem gravierenden Ausbau der Netzinfrastruktur im Hinblick auf Automatisierung und Monitoring im Niederspannungsnetz aus. Viele Punkte, die nach Abbildung 1.2 beim Ist-Zustand noch nicht im Niederspannungsnetz vorkommen, sollen umgesetzt werden.

Die vorliegende Diplomarbeit verfolgt genau diesen Zweck. Ziel ist es, durch eine detaillierte Analyse sowie die Entwicklung eines innovativen Konzepts die Überwachung in Verteilnetzen zu optimieren und den Verteilnetzbetreibern bzw. letztlich den Konsumentinnen und Konsumenten einen umfassenderen Zugriff auf Daten und Informationen zum Netzbetrieb zu ermöglichen.

1.1.2 Aktuelle Netzentwicklungen in Österreich

Im Jahr 2024 wurden die Netzentwicklungspläne der österreichischen Verteilnetzbetreiber für die folgenden zehn Jahre veröffentlicht. Im Hinblick auf die in dieser Diplomarbeit verwendeten Messstandorte werden die relevanten Monitoring-Aspekte für die Bundesländer Burgenland und Wien dargelegt.

Burgenland

Die Verantwortung für den Betrieb des Verteilnetzes im Burgenland obliegt der Netz Burgenland GmbH [11]. In Bezug auf erneuerbare Energien nimmt das Burgenland eine Vorreiterrolle unter den österreichischen Bundesländern ein. Das Ergebnis umfangreicher Investitionen in Wind- und Solarenergie ist, dass sich das Burgenland zu einem wichtigen Standort für erneuerbare Energietechnologien entwickelt hat. Die gegenwärtige Entwicklung, welche eine Verlagerung der Energieerzeugung von den Übertragungsnetzen zu den Verteilernetzen mit sich bringt, stellt den Verteilnetzbetreiber des Burgenlandes vor neue Herausforderungen. Um den Anforderungen gerecht zu werden, ist es erforderlich, mehr Daten aus den Nieder- und Mittelspannungsnetzen zu gewinnen sowie neue Funktionen in das Netzleitsystem zu integrieren [11].

Die Netz Burgenland GmbH verfolgt dabei folgende Ziele [11]:

- Im Rahmen der Implementierung eines neuen Netzleitsystems erfolgt die Inbetriebnahme zusätzlicher, zukunftsweisender Funktionen.
- Das erklärte Ziel ist die Schaffung einer flächendeckenden Transparenz hinsichtlich der Netzstruktur durch die Installation einer ausreichenden Anzahl an Messpunkten.
- Einspeise- und Lastprognosen sollen durch echte Messdaten verbessert werden.
- Die Einführung von neuen Marktmodellen.
- Die Steuerung von Energieerzeugung und -verbrauch soll zukünftig flexibler gestaltet werden.

Wien

Die Zuständigkeit für den Betrieb des Wiener Energienetzes liegt bei der Wiener Netze GmbH. Das Monitoring sowie die Digitalisierung des Verteilernetzes stellen wesentliche Maßnahmen dar, um die Effizienz und Zuverlässigkeit der Netze zu optimieren [12]. Die Einführung von Smart-Grid-Lösungen ermöglicht es Netzbetreibern, Daten in Echtzeit über den Zustand des Netzes zu sammeln, zu analysieren und zu nutzen. Dadurch kann die Netzstabilität optimiert und die Vermeidung von Engpässen gewährleistet werden. Die Implementierung dieser Technologien erlaubt eine zeitnahe Reaktion auf Veränderungen im Netz sowie eine effiziente Umsetzung von Methoden zur Spannungshaltung und zur Steuerung des Lastflusses. Die Entwicklung eines effektiven Netzmonitoring-Systems für das Nieder-

spannungsnetz ist seit Jahren Gegenstand von Forschungsprojekten und begleitenden Feldversuchen. Die Auswahl der Messsysteme erfolgt in Abhängigkeit von der Eignung für das jeweilige Betriebsmittel. Die Geräte ermitteln typischerweise die Spannung, den Strom, die Wirkleistung, die Blindleistung, den Leistungsfaktor sowie Oberschwingungen. Die Visualisierung der Daten ist allen Fachbereichen über eine Standardanwendung zugänglich, welche fortlaufend um weitere Funktionen ergänzt wird. Zudem ist eine Adaption der Anwendung an individuelle Fragestellungen der Anwender:innen möglich [12]. Beim Ausbau des Energienetzes verfolgt die Wiener Netze GmbH folgende Planungsgrundsätze [12]:

- Verbraucher:innen sollen mit optimaler Netzqualität nach den geltenden Vorschriften versorgt werden.
- Auch im Störfall soll die Versorgung unter Gewährleistung der Netzqualität gegeben sein.
- Es soll eine bessere Darstellung der aktuellen Netzauslastung durch den verstärkten Einsatz von Sensorik gegeben werden.
- Verstärkungsmaßnahmen sollen geprüft werden, falls Optimierungen nicht ausreichen.

1.2 Forschungsfragen

Die Forschungsfragen der vorliegenden Arbeit setzen sich aus einer Hauptforschungsfrage und einer Reihe von untergeordneten Forschungsfragen zusammen.

Die zentrale Forschungsfrage lautet:

- *Inwiefern sind verteilte Messgeräte, welche synchronisierte aggregierte Messungen an Netzpunkten im Niederspannungsnetz durchführen, geeignet, um valide Aussagen über den aktuellen Netzzustand sowie die Netzspannungsqualität zu treffen?*

Die folgenden Subforschungsfragen dienen der weiteren Eingrenzung des Forschungsgegenstandes:

- *Wie detailliert ist ein Gerät mit synchronen aggregierten Punktmessungen im Vergleich zu einem Netzqualitätsmessgerät nach dem Stand der Technik, um valide Aussagen treffen zu können?*
- *In welchen Intervallen sollen derartige Messungen durchgeführt werden?*
- *Inwieweit können kostengünstige, dezentralisierte Geräte dazu beitragen, die Versorgungsqualität im Niederspannungsnetz zu optimieren?*
- *Inwieweit können Parameter der Netzqualitätsnorm EN 50160 kombiniert werden, um die Netzqualität vereinfacht zu bestimmen und zu visualisieren?*

1.3 Erwartete Ergebnisse

Die vorliegende Diplomarbeit verfolgt das Ziel, einen besseren Einblick in den Versorgungszustand und in die Spannungsqualität im Niederspannungsnetz aus Sicht von Verteilnetzbetreibern zu erhalten. Die Arbeit soll einen Überblick über dezentrale Spannungsqualitätsmessungen geben und aufzeigen, wie derartige Messungen effizient durchgeführt werden können. Weitere erwartete Ergebnisse der Arbeit sind die Ermittlung von vereinfachten Parametern zur Bestimmung der Spannungsqualität und geeigneten Messintervallen. Im Folgenden werden die Forschungsmethoden definiert, um die angestrebten Ergebnisse zu erreichen bzw. die zuvor definierten Forschungsfragen zu beantworten.

1.4 Forschungsmethoden

Dieser Abschnitt stellt die verwendeten Forschungsmethoden, um die Forschungsfragen beantworten zu können, vor.

Um den aktuellen Forschungsstand zu erfassen, wird zu Beginn der Diplomarbeit eine umfassende Literaturrecherche zu folgenden Themen durchgeführt:

- Elektrisches Energienetz in Österreich
- Verteilnetze und Verteilnetzmonitoring
- Grundlagen der Netzspannungsqualität
- Vergleichbare Arbeiten zum Thema Netzspannungsqualität
- Normen und Standards im Bereich der Netzspannungsqualität
- Messgeräte zur Bestimmung der Netzspannungsqualität
- Algorithmen zur Analyse von Netzspannungsqualitätsmessungen
- Methoden zur effektiven Überwachung der Netzspannungsqualität

Im Anschluss an die Literaturrecherche erfolgt eine Evaluierung von Messgeräten zur Überwachung der messbaren Parameter von Netzzuständen² und der Netzspannungsqualität. Der theoretische Vergleich wird durch einen realen Vergleich in Form von unterschiedlichen Messungen ergänzt, um die möglichen Einsatzgebiete der Geräte zu bestimmen.

Die Beantwortung der Forschungsfragen nach verschiedenen Messintervallen und erweiterten Parametern erfordert die Entwicklung einer Analyseapplikation. Diese wird eingesetzt, um die Auswirkungen unterschiedlicher Aggregationsintervalle und Zusammenfassungen der Netzspannungsqualitätsparameter zu untersuchen. Darüber hinaus beinhaltet die Anwendung eine Erweiterung der Methodik, um Trends in der Spannungsqualität zu erkennen.

²Die messbaren Parameter eines Netzzustandes werden als Netzzustandsdaten bezeichnet. Diese Daten umfassen die Messung von Spannungen, Strömen, Phasendifferenzen sowie daraus abgeleitete Größen [13].

1.5 Praktische Relevanz

Wie bereits einleitend in der Motivation (Kapitel 1.1) dargelegt, zielt diese Arbeit darauf ab, einen Beitrag zur Energiewende zu leisten. Die Betreiber der Verteilnetze sollen dabei unterstützt werden, mit den neuen Herausforderungen im Verteilnetzbetrieb adäquat umgehen zu können. Eine umfassende Analyse von Messgeräten zum Monitoring in Verteilnetzen soll es Verteilnetzbetreibern ermöglichen die Netzinfrastruktur bestmöglich zu adaptieren. Weiters ergibt sich die praktische Relevanz der Arbeit einerseits aus realen Messungen und dem Vergleich von Messgeräten. Bei den Messungen werden die gängigen Normen für die Netzspannungsqualität, die EN 50160, sowie die DIN EN 61000-4-30 berücksichtigt, um den Anforderungen aus der Praxis gerecht zu werden. Andererseits sind auch einfache Indikatoren von Bedeutung, mit denen sich der aktuelle Zustand des Stromnetzes auf einen Blick erkennen lässt. Die präsentierte Lösung ermöglicht es Verteilnetzbetreibern, Zustandsänderungen und Engpässe an mehreren Punkten im Netz früher zu erkennen, um dadurch früher darauf reagieren zu können. Eine weitere Anwendung ist das breite Monitoring des gesamten Verteilnetzes, das es ermöglicht jeden Messpunkt gesondert zu betrachten. Das Konzept gibt auch Nicht-Expert:innen der Netzqualität die Möglichkeit, den aktuellen Zustand des Verteilnetzes zu beurteilen.

1.6 Aufbau der Arbeit

Die Diplomarbeit ist in folgende Kapitel gegliedert:

1. Einleitung

Dieses Kapitel dient der Einführung in die Thematik der Diplomarbeit. Es werden zunächst die Motivation, die dieser Arbeit zugrunde liegt, sowie die Problemstellung dargelegt. Im Anschluss werden die zu erwartenden Ergebnisse und Methoden beschrieben.

2. Stand der Technik

In diesem Kapitel wird der aktuelle Stand der Technik im Bereich der Netzspannungsqualität und des Verteilnetzmonitorings beschrieben.

3. Messgeräte zum Monitoring von Niederspannungsnetzen

In diesem Kapitel werden Messgeräte zur Überwachung der Netzspannungsqualität von Niederspannungsnetzen vorgestellt.

4. Theoretischer Vergleich der Messgeräte

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der Analyse und dem Vergleich ausgewählter Messgeräte.

5. Methode zur vereinfachten Spannungsqualitätsüberwachung

Im Rahmen dieses Kapitels erfolgt eine Auswahl eines Konzepts zum vereinfachten Spannungsqualitätsmonitoring, welches im Anschluss für eine weitere Analyse implementiert und weiterentwickelt wird.

6. Experimentelle Ergebnisse

In diesem Kapitel erfolgt die Präsentation der Messergebnisse für Vergleichs- und Aggregationsintervallmessungen.

7. Diskussion

Abschließend erfolgen die Beantwortung der Forschungsfragen sowie eine Zusammenfassung der Arbeit. Ein Ausblick auf die Überwachung und Digitalisierung von Verteilnetzen wird ebenfalls in diesem Abschnitt gegeben.

Kapitel 2

Stand der Technik

Der kontinuierlich fortschreitende Ausbau erneuerbarer Energieträger führt zu einer Zunahme der Herausforderungen an das Netzmanagement von elektrischen Verteilnetzen. In diesem Kontext erfährt der Begriff Netzspannungsqualität eine steigende Relevanz. Das vorliegende Kapitel widmet sich daher den Grundlagen der Netzspannungsqualität sowie der Definition relevanter Begriffe in diesem Umfeld. Darüber hinaus werden die zugrundeliegenden Normen der Netzspannungsqualität erörtert. Ein weiterer, wichtiger Bestandteil dieses Kapitels sind aktuelle Forschungsarbeiten und Projekte zum Thema Netzspannungsqualität. Im Anschluss werden neue Methoden der Überwachung des Monitorings von Verteilnetzen vorgestellt.

2.1 Elektrotechnische Grundlagen

Das vorliegende Kapitel befasst sich mit den grundlegenden elektrotechnischen Begriffen und Konzepten, die in dieser Diplomarbeit verwendet werden. An den entsprechenden Stellen innerhalb der vorliegenden Arbeit wird auf die relevanten Abschnitte dieses Kapitels verwiesen.

2.1.1 Dreiphasenwechselspannung

Stromversorgungsnetze werden üblicherweise mit Dreiphasenwechselspannung betrieben. Bei Dreiphasenwechselspannung, beziehungsweise auch Dreiphasenwechselstrom (Drehstrom) handelt es sich um drei sinusförmige Wechselspannungen, die 120° Phasenverschiebung aufweisen. Der zeitliche Verlauf dieser Spannungen ist in Abbildung 2.1 gegeben.

Im Dreiphasenwechselspannungssystem ergeben sich zwei unterschiedliche Spannungssysteme. Zum einen sind dies die Strangspannungen U_{1N} , U_{2N} , U_{3N} , welche zwischen den Außenleitern und dem Neutraleiter auftreten.

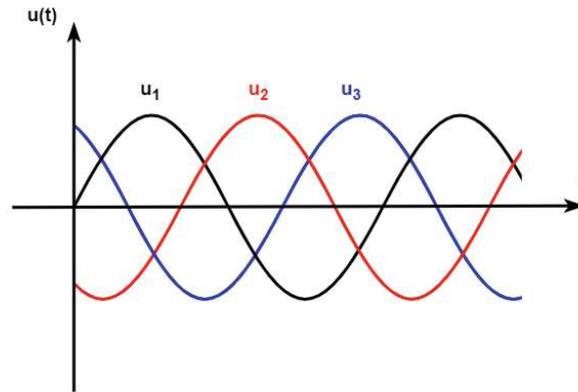


Abbildung 2.1: Spannungsverläufe für ein Dreiphasensystem (eigene Darstellung nach [14])

Die Gleichungen 2.1 zeigen die Zeigerdarstellungen der Strangspannungen, die auch ohne den Index N bezeichnet werden können [14].

$$\begin{aligned}\underline{U}_{1N} &= |U_1| \cdot e^{j\varphi_1} = 230 \text{ V} \cdot e^{j0^\circ} \\ \underline{U}_{2N} &= |U_2| \cdot e^{j\varphi_2} = 230 \text{ V} \cdot e^{j120^\circ} \\ \underline{U}_{3N} &= |U_3| \cdot e^{j\varphi_3} = 230 \text{ V} \cdot e^{j240^\circ}\end{aligned}\quad (2.1)$$

Zum anderen besteht das zweite System aus den Außenleiterspannungen U_{12} , U_{23} , U_{31} , welche jeweils zwischen zwei Außenleitern auftreten [14]. Die Bildung dieser Spannungen ist in den Gleichungen 2.2 ersichtlich.

$$\begin{aligned}\underline{U}_{12} &= \underline{U}_{1N} - \underline{U}_{2N} \\ \underline{U}_{23} &= \underline{U}_{2N} - \underline{U}_{3N} \\ \underline{U}_{31} &= \underline{U}_{3N} - \underline{U}_{1N}\end{aligned}\quad (2.2)$$

2.1.2 Oberschwingungen

Oberschwingungen, bzw. Harmonische sind Spannungen oder Ströme mit sinusförmiger Wellenform und einer Frequenz, die ein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz ist. In einem Netz können auch Oberschwingungen auftreten, deren Frequenz kein ganzzahliges Vielfaches ist, welche als Zwischenharmonische bezeichnet werden [15]. Die Entstehung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen wird durch nichtlineare Lasten, wie beispielsweise leistungselektronische Umrichter in drehzahlgeregelten Antrieben, getakteten Computernetzteilen und Schnittstellenumrichtern zwischen erneuerbaren Energieerzeugern und dem Stromnetz, verursacht [16].

Der Ausbau der erneuerbaren Energieträger, insbesondere von PV-Anlagen, führt nach [17] zu einer Zunahme der Anteile an Oberschwingungen in elektrischen Energieversorgungsnetzen. Ein Parameter

für den Oberschwingungsanteil in Versorgungsnetzen, der auch in den Normen Verwendung findet, ist die Oberschwingungsgesamtverzerrung, auch Total Harmonic Distortion (THD) genannt. Das THD gibt den Anteil an Oberschwingungen im Verhältnis zur Grundschwingung an. Die Berechnung des Spannungs-THD erfolgt durch die Bildung der Summe der Quadrate des gesamten Spannungssignals bis zur Ordnungszahl N , jedoch ohne die Grundschwingung, dividiert durch die Grundschwingung [17]. Die exakte Berechnungsvorschrift, des THD in Prozent ist in der Gleichung 2.3 angegeben.

$$THD_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N U_n^2}}{U_1} \cdot 100 \% \quad (2.3)$$

2.1.3 Strommessung mit Rogowski-Spulen

Zur Messung elektrischer Ströme können Rogowski-Spulen verwendet werden, die nach einem deutschen Physiker benannt wurden. Hierbei handelt es sich um Luftspulen, deren Funktionsweise auf dem Durchflutungssatz von Ampere bzw. den Gesetzen von Faraday basiert [18]. Die Messung eines Stroms, der durch einen bestimmten Leiter fließt, erfolgt mittels einer um den Leiter gelegten Rogowski-Spule. Der durch den Leiter fließende Wechselstrom erzeugt ein veränderliches Magnetfeld, welches in der Rogowski-Spule eine Spannung induziert. Um den Leiterstrom zu bestimmen, muss das Integral der Spannung ermittelt werden. Zu den wesentlichen Vorteilen von Rogowski-Spulen zählt, dass sie sich durch eine hohe Sicherheit auszeichnen, hohe Überlasten ohne Schäden überstehen, über eine hohe Messgenauigkeit bei Strömen verfügen, eine einfache Handhabung ermöglichen und mit geringen Kosten verbunden sind [18]. In Abbildung 2.2 ist ein möglicher Messaufbau mit der Rogowski-Spule, die um den stromführenden Leiter platziert ist, dargestellt. Bei der abgebildeten Schaltung handelt es sich um einen einfachen Integrator, der die Spannung der Rogowski-Spule zeitlich integriert.

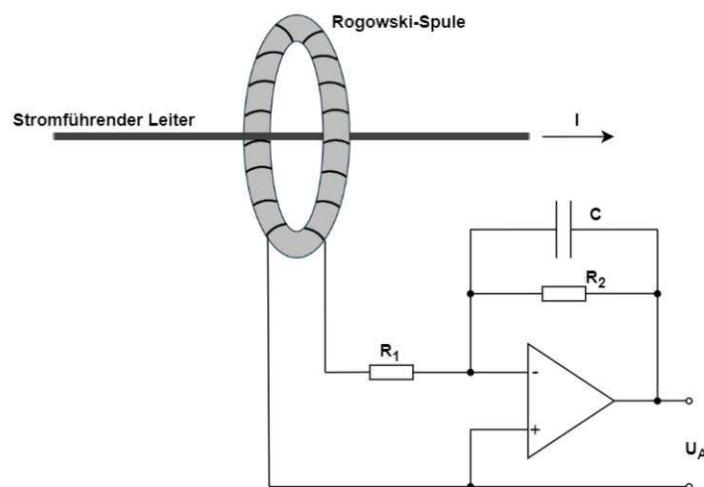


Abbildung 2.2: Rogowski-Spule mit Integratorschaltung (eigene Darstellung nach [18])

2.2 Stromversorgungsnetze

Im folgenden Abschnitt werden die Grundlagen der Stromversorgungsnetze erläutert. Weiters wird auf die Herausforderungen und Trends in den Stromnetzen eingegangen und der Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung in Österreich beleuchtet.

2.2.1 Das österreichische Stromversorgungsnetz

Das österreichische Stromnetz stellt nach [19] die grundlegende Infrastruktur dar, welche die Verteilung des erzeugten Stroms von den Kraftwerken über Umspannwerke und schließlich zu den einzelnen Haushalten gewährleistet. Die Struktur des Stromnetzes ist grundsätzlich in sieben Netzebenen unterteilt, wobei es vier Hauptebenen und drei dazwischenliegende Ebenen zur Verteilung gibt. In Bezug auf die Netzebenen ist zunächst zwischen dem Übertragungsnetz und dem Verteilnetz zu unterscheiden. Das Übertragungsnetz umfasst dabei die erste Netzebene, welche die Höchstspannung von 220 kV und 380 kV beinhaltet, sowie die zweite Netzebene, welche die Umspannung von Höchst- zu Hochspannung darstellt. Das Übertragungsnetz dient dem überregionalen Transport elektrischer Energie. Die Netzebenen 3 bis 7 stellen dem Übertragungsnetz untergelagerte Verteilnetze in unterschiedlichen Spannungsebenen dar. Sie lassen sich in die Niederspannungs-, Mittelspannungs- und 110 kV-Hochspannungsnetze untergliedern. Der Anteil der Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen am österreichischen Strommix beträgt rund drei Viertel. Die Wasserkraft stellt die wichtigste Stromerzeugungsquelle in Österreich dar. Die konkrete Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in das Stromnetz ist von der Größe der jeweiligen Anlagen abhängig. So speisen große Wasserkraftwerke auf der Höchstspannungsebene ein, ebenso wie große Windparks oder PV-Anlagen. Die Mehrheit dieser Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energie hängt jedoch an der Hochspannungsebene [19].

Die Austrian Power Grid (APG) ist für den Betrieb des österreichischen Übertragungsnetzes auf den Spannungsebenen 110 kV, 220 kV und 380 kV verantwortlich. Das Übertragungsnetz ermöglicht nach [20] den überregionalen Stromtransport über alle Bundesländer Österreichs sowie aus dem angrenzenden Ausland nach oder von Österreich. Die unterlagerten Verteilnetze in den österreichischen Bundesländern werden aus dem Netz der APG gespeist und leiten die elektrische Energie unmittelbar an die Verbraucher:innen weiter. Im Kontext der Energiewende kommt dem Netz der APG eine wesentliche Bedeutung zu, da es die Windkraftwerke im Osten Österreichs mit den Verbraucher:innen sowie mit den Pumpspeicherkraftwerken im Westen Österreichs verbindet [20].

Der Aufbau des österreichischen Stromnetzes mit den unterschiedlichen Ebenen ist in Abbildung 2.3 dargestellt. Die Abbildung zeigt vier farbige Spannungsebenen, die jeweils durch Umspannwerke bzw. auf unterster Ebene über Ortstransformatoren verbunden sind. Dadurch ergeben sich drei weitere Verbindungsebenen. Auf der höchsten Spannungsebene findet der Import und Export von Energie mit anderen Ländern statt.

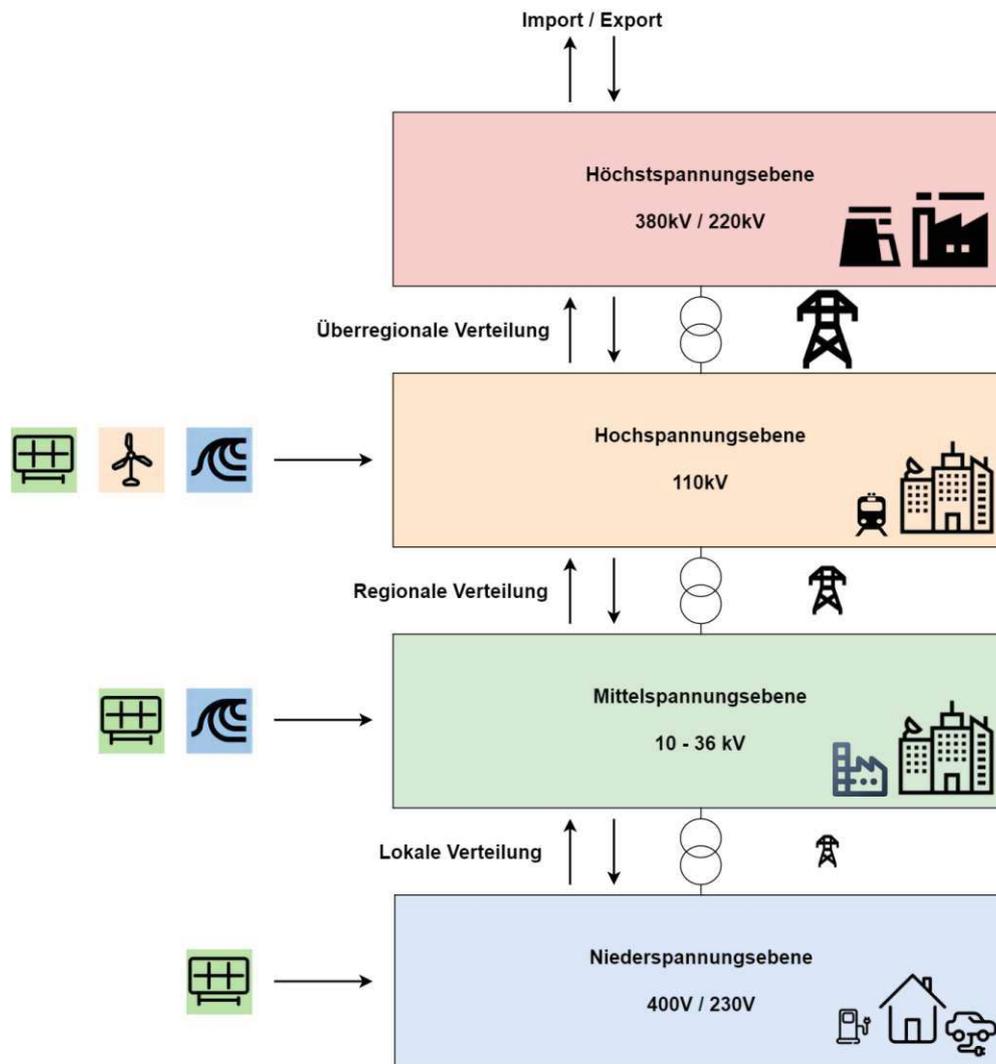


Abbildung 2.3: Aufbau eines Stromnetzes (eigene Darstellung nach [19] und [21])

2.2.2 Herausforderungen und Trends in Stromversorgungsnetzen

Wie bereits aus der Motivation dieser Arbeit ersichtlich wird, stellt das Monitoring, insbesondere im Niederspannungsnetz, eine anspruchsvolle Aufgabe dar. Der flächendeckende Ausbau von Smart Metern im Stromnetz stellt eine bislang einmalige Ausstattung des Niederspannungsnetzes mit digitalen Sensoren dar. Die genannten Daten können gemäß [8] neben den Hauptaufgaben, dem Messen bzw. Zählen, auch als Datenquelle für weitere Aufgabengebiete der Netzbetreiber genutzt werden. Ein An-

wendungsgebiet stellt zum Beispiel das Monitoring im Niederspannungsnetz dar. Die smarten Messgeräte können dabei nicht nur in Haushalten und bei Energieerzeugern, sondern auch in Transformatorstationen eingebaut werden, wobei eine Installation niederspannungsseitig am Transformator, oder pro Niederspannungsabgang zur Verwendung kommt. Die erweiterten Sensoren können zur Eingrenzung von Fehlern sowie zur Überprüfung der Messdaten herangezogen werden. Die Realisierbarkeit eines Monitorings ist jedoch maßgeblich von der Geschwindigkeit der Datenübertragung und -verarbeitung abhängig [8].

In Abbildung 2.4 ist ein Konzept zum Überwachen des Niederspannungsnetzes mithilfe zusätzlicher Sensorik dargestellt. In diesem System wird zwischen Online, Quasi-Online und Offline-Systemen unterschieden. Online-Systeme basieren nach [8] auf einer durchgehenden Verbindung zwischen Server und Client, welche eine essenzielle Voraussetzung für deren Funktionalität darstellt. Die Ermittlung der Messdaten erfolgt in Echtzeit, sodass eine nahezu unmittelbare Weiterleitung der Daten gewährleistet ist. Demgegenüber stehen Offline-Systeme, welche keine Möglichkeit der Kommunikation mit dem Server aufweisen. Bei diesen Systemen erfolgt die Speicherung der gemessenen Daten bis zum Herstellen einer Verbindung. Eine Kombination aus den beiden zuvor genannten Systemen stellen Quasi-Online-Systeme dar. Eine durchgehende Verbindung zwischen Messgerät und Server ist gegeben, wobei die Daten jedoch lediglich auf Anfrage gesendet werden [8].

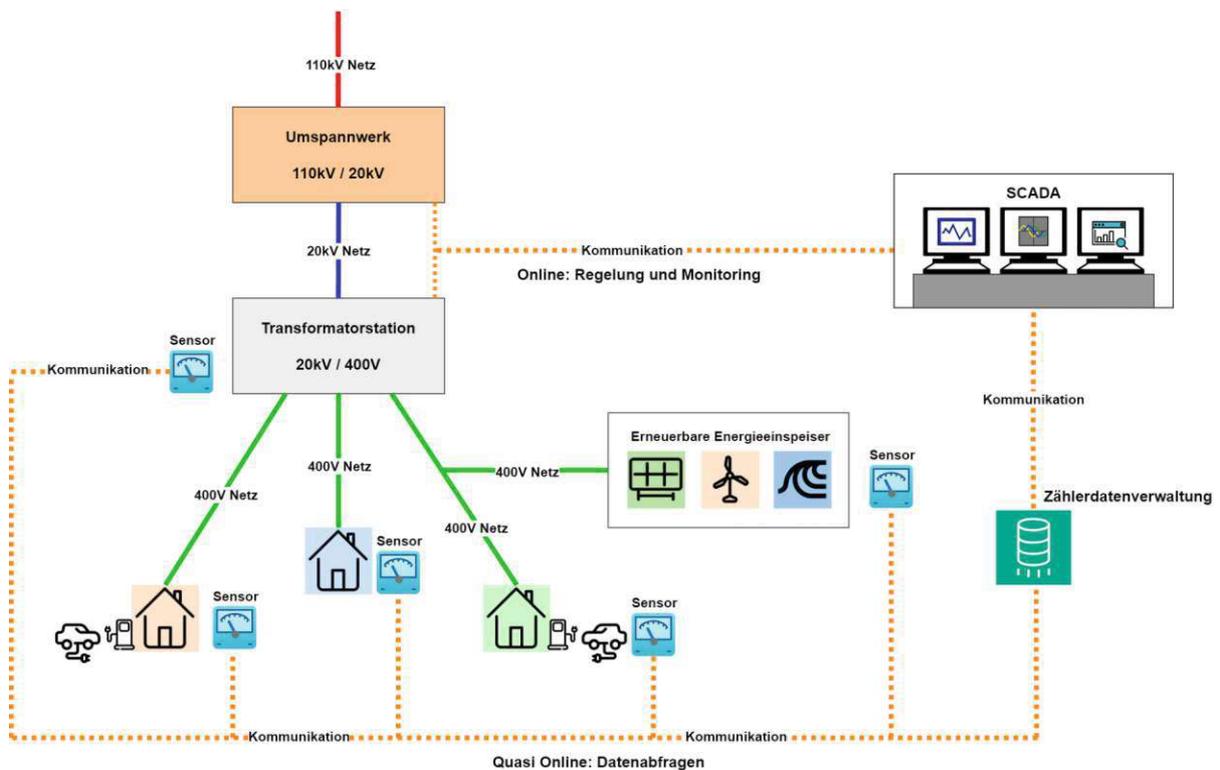


Abbildung 2.4: Monitoring im Niederspannungsnetz (eigene Darstellung nach [8])

In [22] wird erwähnt, dass der strukturelle Wandel der Energiesysteme von den zentral gespeisten Energieerzeugern hin zu einer dezentralen Energieerzeugung zahlreiche Herausforderungen für die Energieerzeuger mit sich bringt. In diesem Kontext sind insbesondere die Regelung von Spannung und Blindleistung, die Symmetrierung bei einphasigen Energieerzeugern sowie die Regelung der Wirkleistung dezentraler Energieerzeuger von wesentlicher Bedeutung. Diese Aspekte müssen zudem im Einklang mit den Grundsätzen der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit stehen. Der Wandel hin zu intelligenten Stromnetzen, sogenannten Smart Grids, bedingt zudem den Ausbau der Übertragungsnetze, da die Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen räumlich unterschiedlich ausgeprägt ist [22]. Ein weiteres Problem, das sich aus der Digitalisierung der Stromnetze ergibt, ist die Sicherstellung der Cyber-Sicherheit. Es ist von entscheidender Bedeutung, dass Stromnetze vor digitalen Angriffen geschützt werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten [23].

2.2.3 Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Österreich

In Österreich erfolgt ein signifikanter Ausbau der Erzeugung erneuerbarer Energie. Im Jahr 2022 wurden [24] zufolge 250.000 Zählpunkte für Photovoltaikanlagen registriert, wobei 97 % davon im Niederspannungsnetz verzeichnet wurden. Die österreichische Regulierungsbehörde für Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft E-Control prognostiziert jedoch einen jährlichen Bedarf von 100.000 weiteren Zählpunkten. Das bestehende Stromnetz ist für diese zusätzliche Belastung jedoch nicht ausgelegt und erfordert einen entsprechenden Ausbau, insbesondere im Verteilnetz [24]. Bis zum Jahr 2030 werden die Kosten für den Ausbau des Elektrizitätsnetzes auf etwa 30 Mrd. € geschätzt [25].

Das Projekt Klimadashboard.at verfolgt das Ziel, den Ausbau der erneuerbaren Energien in Österreich zu dokumentieren und zu evaluieren. Zu diesem Zweck werden statistische Daten über den aktuellen Stand der Umsetzung der Ziele des österreichischen Gesetzes zur Förderung der erneuerbaren Energien (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)) zur freien Verfügung bereitgestellt und regelmäßig aktualisiert [4].

In Abbildung 2.5 ist die Statistik über den Ausbau der Stromerzeugung durch Photovoltaik dargestellt. Im Jahr 2024 war ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen und insgesamt liegt der aktuelle Erzeugungsgrad über dem EAG-Ziel (strichlierte Linie). Die Statistik für den Ausbau der Wasserkraft ist in Abbildung 2.6 dargestellt. Auch bei der Wasserkraft-Erzeugung sind ein deutlicher Anstieg für das Jahr 2024 und eine höhere Erzeugung als von dem EAG-Paket vorgegeben erkennbar. Die Abbildung 2.6 verdeutlicht, dass der geforderte Ausbaugrad nahezu erreicht ist. Anders stellt sich die aktuelle Lage bei der Erzeugung durch Windkraft dar, die in Abbildung 2.7 dargestellt ist. Hier lag die Erzeugung für das Jahr 2024 unterhalb der Forderungen des EAG.

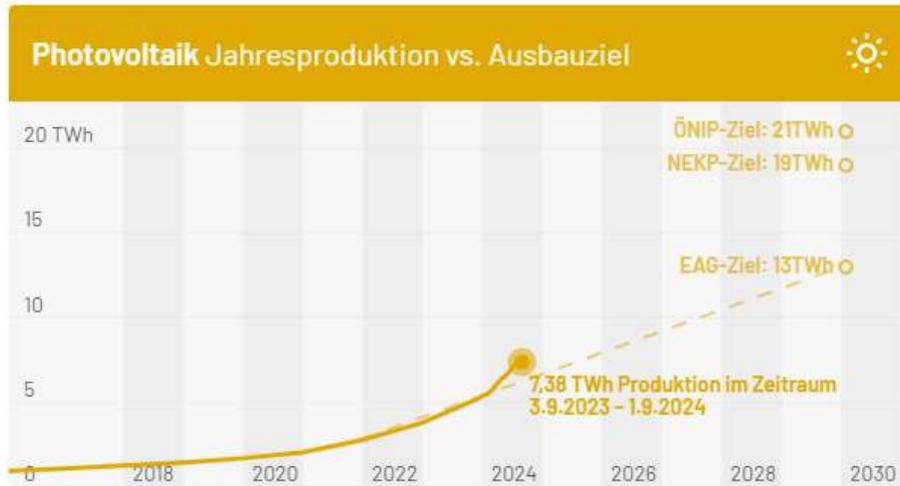


Abbildung 2.5: Aktueller Stand beim Ausbau von Photovoltaik [4]



Abbildung 2.6: Aktueller Stand beim Ausbau von Wasserkraft [4]

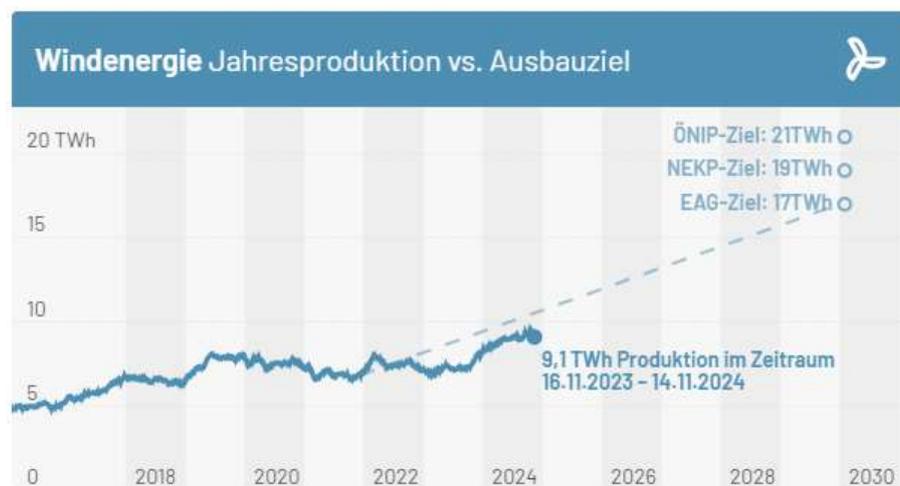


Abbildung 2.7: Aktueller Stand beim Ausbau von Windenergie [4]

2.3 Grundlagen der Netzspannungsqualität

In diesem Abschnitt erfolgt eine Definition des Begriffs der Netzspannungsqualität, die auch als Power Quality (PQ) bezeichnet wird. Darüber hinaus werden die aktuell gültigen Normen sowie die relevanten Netzparameter erörtert.

2.3.1 Definition und Bedeutung der Netzspannungsqualität

Unter dem Begriff Spannungsqualität versteht man die Abweichung der Spannung vom Idealzustand. Die ideale Spannung ist eine sinusförmige Welle mit konstanter Amplitude und Frequenz. In der Literatur und in dieser Arbeit wird der Begriff Netzspannungsqualität gleichbedeutend mit dem Begriff Power Quality verwendet. Es gibt jedoch englischsprachige Literatur, die unter Power Quality auch die Qualität der Stromparameter versteht und die Spannungsqualität als Voltage Quality bezeichnet [26].

Die Netzqualität stellt nach [27] seit Jahrzehnten ein anerkanntes Problem in Stromnetzen dar. Infolge der sich wandelnden Dynamik hinsichtlich der Erzeugung und des Verbrauchs von Energie ist das Interesse der Versorgungsunternehmen in jüngster Vergangenheit jedoch wieder gestiegen. Das Erzeugungssegment erfährt durch das rasante Wachstum der erneuerbaren Energiequellen auf verschiedenen Spannungsebenen eine Abkehr von den traditionellen Erzeugungsquellen. Dies ist mit technologischen Fortschritten verbunden, welche dazu führen, dass die Kosten für Strom aus erneuerbaren Energiequellen auf dem gleichen Niveau wie bei konventionellen Energieträgern liegen und teilweise darunter. Gleichzeitig erfordern [27] zufolge die globalen Klimabedenken und die steigenden Treibhausgasemissionen, welche durch die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen, den Verkehrssektor und andere industrielle Prozesse verursacht werden, die Erforschung von Alternativen wie kohlenstofffreien Energiequellen. Das Vordringen erneuerbarer Energien an mehreren Einspeisepunkten in das Stromnetz ist mit einer Reihe von Herausforderungen verbunden, die mit den bestehenden, in den meisten Teilen der Welt veralteten Stromnetzinfrastrukturen und deren Komplexität zusammenhängen. Die Aufnahme großer Erzeugungsquellen mit ihrer zeitlich begrenzten Verfügbarkeit in das Netz führt zu einer gesteigerten Relevanz von PQ-Themen [27].

Die Berücksichtigung der Netzspannungsqualität als wesentlicher Bestandteil der elektrischen Energieversorgung ist auch vor dem Hintergrund wirtschaftlicher Auswirkungen zu sehen. In einem Bericht des Electric Power Research Institute (EPRI) wird dargelegt, dass Probleme mit der Power Quality die Industrieanlagen in den Vereinigten Staaten jährlich mit Kosten in Höhe von 119 Mrd. US-Dollar belasten. Diese resultieren aus Schwankungen in der Stromversorgung und Spannungsstörungen. Andererseits erleiden 25 EU-Staaten nach Angaben des European Copper Institute aufgrund verschiedener PQ-Probleme finanzielle Verluste in Höhe von umgerechnet 150 Mrd. € pro Jahr. Diese Zahlen stehen

im Zusammenhang mit Ausfallzeiten und Produktionsverlusten [27].

In Österreich werden jährlich mehr als 800 Messungen der Netzspannungsqualität von Verteilnetzbetreibern durchgeführt und an die E-Control übermittelt. Der Bericht über die Spannungsqualität in Österreich der E-Control für das Jahr 2023 bewertete die Netzspannungsqualität als sehr gut. Lediglich in einer Messwoche wurde eine Überschreitung der Limits für Langzeit-Flicker registriert, ansonsten wurden keine Verletzungen festgestellt [28].

2.3.2 Zugrundeliegende Normen

Im Hinblick auf die Netzspannungsqualität existieren grundsätzlich mehrere Normen. Im Rahmen dieser Arbeit finden die EN 50160 sowie die DIN EN 61000-4-30 Anwendung, welche im Folgenden erörtert werden.

DIN EN 61000-4-30

Die DIN EN 61000-4-30 [1] definiert Messverfahren für die Spannungsqualität in sowohl 50 Hz- als auch 60 Hz-Wechselstromversorgungsnetzen. Die vorliegende Norm definiert zwei Geräteklassen, nämlich Klasse A und S, deren Einsatzgebiet sich aufgrund unterschiedlicher Anforderungen unterscheidet. Die Klasse A findet Verwendung für genaue Messungen, während Klasse S Geräte für statistische Zwecke eingesetzt werden können, da deren Anforderungen wesentlich niedriger sind. Die genaue Ermittlung der zu messenden Größen ist in dieser Norm definiert [1].

EN 50160

Die Norm EN 50160 [2] definiert die wesentlichen Merkmale der Netzversorgungsspannung an den Netzübergabestellen zu den Verbrauchern in öffentlichen Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen. Es werden Grenzwerte für die Merkmale der Versorgungsspannung an Übergabestellen in europäischen Stromversorgungsnetzen definiert. Die definierten Merkmale der Netzspannung betreffen die Parameter Frequenz, Höhe, Kurvenform und Symmetrie der Leiterspannungen [2]. Im Fokus der vorliegenden Arbeit stehen die Merkmale der Niederspannung.

Normzusammenhänge

Die Abbildung 2.8 zeigt die Zusammenhänge der relevanten Normen für die Netzspannungsqualität. Für Messungen und Genauigkeit gibt es die DIN EN 61000-4-30, die sich auf IEC 61000-4-7 für Harmonische und IEC 61000-4-15 für Flicker bezieht. Um die gemessenen Daten weiterverarbeiten und versenden zu können, sind Normen für die Kommunikation und das Datenformat notwendig. Für die Kommunikation

existiert die Norm IEC 61850, die beispielsweise in Stationsautomatisierungen eingesetzt wird. Power Quality Data Interchange Format (PQDIF) ist ein herstellerunabhängiges Datenformat, das speziell für die Netzspannungsqualität definiert wurde [29]. Darüber hinaus gibt es Normen für die Auswertung der Netzqualitätsdaten, wie die europäische Norm EN 50160 oder nationale Normen.

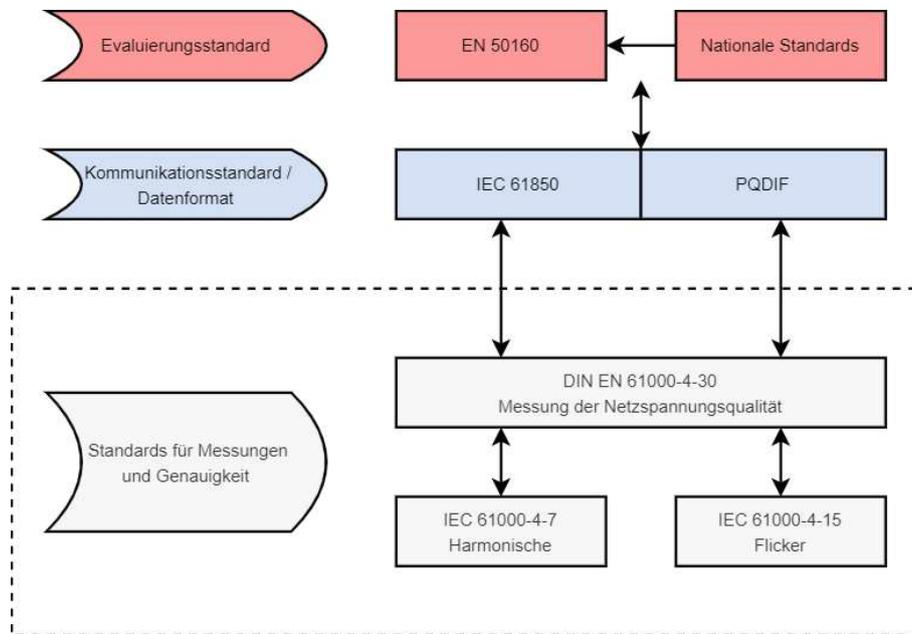


Abbildung 2.8: Zusammenwirken der Netzspannungsqualitätsnormen (eigene Darstellung nach [30])

2.3.3 Parameter der Netzspannungsqualität

Die Norm EN 50160 unterscheidet grundsätzlich zwischen andauernden Phänomenen und Spannungser eignissen hinsichtlich der Qualitätsparameter. Die Netzqualitätsparameter werden in dieser Norm [2] wie folgt definiert:

Andauernde Phänomene

- **Netzfrequenz**

Die Nennfrequenz beträgt 50 Hz und muss bei Verteilnetzen mit synchroner Verbindung zu einem übergeordneten Netz mittels 10 s-Werten zwischen 47 und 52 Hz im Verlauf eines gesamten Jahres liegen.

- **Änderungen der Versorgungsspannung**

Die Ermittlung von Änderungen der Versorgungsspannungen erfolgt auf Basis von 10-minütigen Mittelwerten. Dabei ist zu beachten, dass die Versorgungsspannung in einem Bereich von 90 % bis 110 % der Nennspannung liegen soll.

- **Schnelle Spannungsänderungen**

Spannungsschwankungen in der elektrischen Versorgungsspannung können dazu führen, dass die Leuchtstärke von Lampen oszillierend variiert, wobei diese Schwankungen mit bloßem Auge erkennbar sind. Dieser Effekt wird als Flicker bezeichnet.

- **Unsymmetrie der Versorgungsspannung**

Eine Unsymmetrie der Versorgungsspannung liegt vor, wenn entweder nicht alle Grundschwingungs-Effektivwerte der Spannungen zwischen den Leitern oder nicht alle Phasenwinkeldifferenzen zwischen den hintereinanderliegenden Leiterspannungen gleich sind.

- **Oberschwingungsspannung**

Es handelt sich hierbei um eine sinusförmige Spannung, deren Frequenz ein ganzzahliges Vielfaches der Netzfrequenz ist.

- **Zwischenharmonische Spannung**

Bei zwischenharmonischen Spannungen handelt es sich um Oberschwingungen, deren Frequenz kein ganzzahliges Vielfaches der Netzfrequenz beträgt.

Spannungsereignisse

- **Unterbrechungen der Versorgungsspannung**

Da Spannungsunterbrechungen unvorhersehbar sind und eine statistische Angabe aktuell nicht möglich ist, wird in der vorliegenden Norm nicht weiter darauf eingegangen.

- **Einbrüche und Überhöhungen der Versorgungsspannung**

Dabei geht es um ein temporäres Absinken (unter 90 %) oder Ansteigen (über 110 %) des Effektivwertes der Netzspannung an einem spezifischen Messpunkt im Versorgungsnetz. Einbrüche der Versorgungsspannung sind auf Fehler im Versorgungsnetz zurückzuführen. Spannungsüberhöhungen können hingegen bei Schalthandlungen und Lastabwürfen auftreten.

- **Transiente Überspannungen**

Dabei handelt es sich um kurzzeitige, oszillierende oder nicht-oszillierende Überspannungen mit einer Dauer von wenigen Millisekunden. Transiente Überspannungen können beispielsweise durch Blitzeinschläge oder das Auslösen von Sicherungen entstehen.

Die Spannungsverläufe der wichtigsten Parameter der Netzspannungsqualität sind in Abbildung 2.9 dargestellt. Bis auf den Parameter Spannungsunsymmetrie ist jeweils nur eine Spannungsphase dargestellt. Die Netzqualitätsparameter können jedoch auf allen Spannungsphasen auftreten.

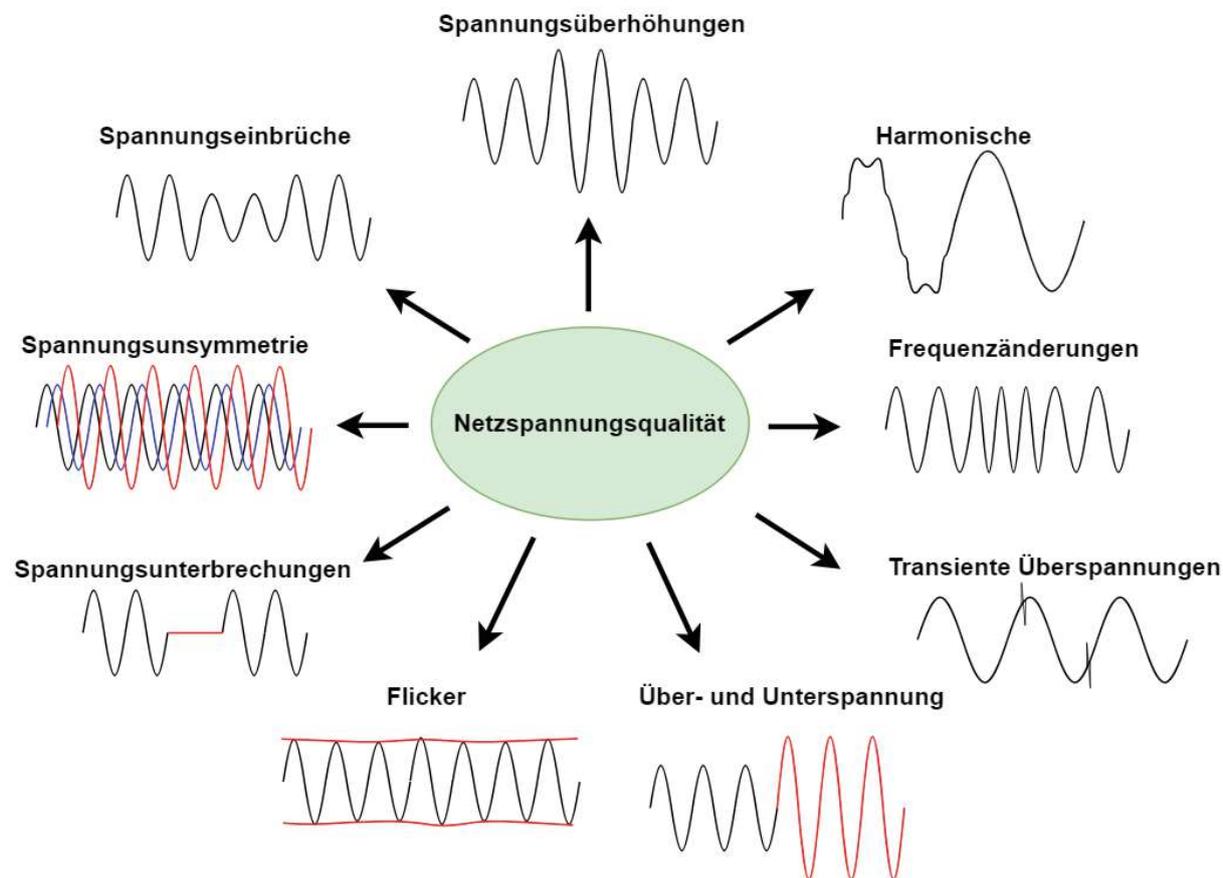


Abbildung 2.9: Übersicht der PQ-Parameter (eigene Darstellung nach [31])

2.3.4 Überwachung der Netzspannungsqualität

Die Beeinträchtigung der Stromversorgungsqualität stellt ein vielschichtiges Problem dar, welches sowohl für Stromversorger als auch für Verbraucher von Relevanz ist. Dennoch gestaltet sich die Feststellung der Ursache für eine unzureichende Netzqualität als anspruchsvoll, da diese sowohl auf Seiten des Stromversorgers als auch bei den Verbrauchern liegen kann. In Abhängigkeit von dieser Konstellation ist eine Netzqualitätsmessung erforderlich, um die tatsächliche Quelle von Netzqualitätsproblemen zu ermitteln und effiziente Gegenmaßnahmen zu ergreifen [32].

Der Prozess der Netzqualitätsanalyse lässt sich nach [33] grundsätzlich in vier Phasen unterteilen: die Erkennung, Klassifizierung, Charakterisierung und Lokalisierung von Netzqualitätsproblemen. Die Wahl der Überwachungslösung hängt von den zu untersuchenden Netzqualitätsproblemen ab. Zum Beispiel ist für die Überwachung von Spannungsabfällen eine Langzeitüberwachung erforderlich. In-

strumente wie Multimeter, Oszilloskope, Flickermessgeräte und Netzqualitätschreiber eignen sich zur Überwachung von Netzqualitätsproblemen. Auch einige andere Messgeräte wie beispielsweise digitale Störschreiber können zur Überwachung von Netzqualitätsproblemen eingesetzt werden, obwohl sie ursprünglich für andere Zwecke konzipiert wurden [33].

Die Definition der zu erreichenden Ziele stellt eine grundlegende Voraussetzung für die Einrichtung eines Netzqualitätsmanagement-Systems dar. In diesem Kontext ist es von Bedeutung, die eingesetzte Überwachungstechnologie, die Anzahl und Lokalität der Messstandorte, die zu messenden Parameter sowie die Häufigkeit der Messungen zu definieren [34]. Im Allgemeinen können folgende Hauptziele für die Überwachung der Netzqualität unterschieden werden [34]:

- Überprüfung der Einhaltung von Vorschriften
- Analyse der Performance
- Charakterisierung des Messstandorts
- Fehlersuche
- Fortgeschrittene Anwendungen und Studien
- Aktives Netzqualitätsmanagement

Im Rahmen der Überprüfung der Einhaltung von gültigen Vorschriften erfolgt gemäß [34] ein Abgleich eines definierten Satzes von Netzqualitätsparametern mit Grenzwerten. Die Leistungsanalyse stellt in der Regel ein Aufgabengebiet für einen Netzbetreiber dar, wobei die Ergebnisse primär für interne Zwecke verwendet werden. Die Messstandortcharakterisierung dient der detaillierten Beschreibung der Netzqualität an einem bestimmten Standort. Messungen zur Fehlersuche basieren stets auf Netzqualitätsproblemen. Fortgeschrittene Anwendungen und Studien erlangen aufgrund der höheren Auflösung und Komplexität der Daten sowie ihrer zeitnahen Übermittlung eine stetig steigende Beliebtheit zur Optimierung der Effizienz des Netzbetriebs. Das aktive Netzqualitätsmanagement umfasst sämtliche Anwendungen, bei denen aus den Messergebnissen eine Form der Netzbetriebssteuerung abgeleitet wird [34].

2.4 Stand der Forschung und Entwicklung

In der facheinschlägigen Literatur findet sich eine Vielzahl aktueller Publikationen zum Thema Monitoring der Netzspannungsqualität. Der vorliegende Abschnitt hat zum Ziel, einen Überblick über den aktuellen Stand und die neuesten Entwicklungen in diesem Forschungsgebiet zu geben. Zum einen werden reale Messungen in unterschiedlichen Verteilnetzen betrachtet, da sich durch den Ausbau regenerativer Energiequellen gegenwärtig zahlreiche Veränderungen ergeben. Darüber hinaus werden Monitoringsysteme zur Überwachung der Netzspannungsqualität erörtert.

2.4.1 Power Quality Analysen in realen Anwendungen

In [35] erfolgt eine Analyse zur Verbesserung der Netzspannungsqualität. Hierbei wird ein besonderes Augenmerk auf die Korrektur des Leistungsfaktors, die Filterung der Harmonischen sowie die Stabilität der Netzspannung und -frequenz gelegt. Die Ergebnisse diverser Fallstudien legen jedoch nahe, dass es keine universell einsetzbare Lösung zur Behebung einer suboptimalen Netzspannungsqualität gibt. Um Netzspannungsqualitätsprobleme in elektrischen Energienetzen zu lösen, ist zunächst eine präzise Messung und Analyse der vorliegenden Situation erforderlich, um darauf aufbauend adäquate Maßnahmen zu ergreifen [35].

Im Rahmen einer Untersuchung wurden in [36] Netzspannungsqualitätsmessungen mit unterschiedlichen Aggregationsintervallen in Helsinki (Finnland) über einen Zeitraum von 24 Wochen gemäß der Norm EN 50160 durchgeführt. Der Messstandort befand sich im Niederspannungsnetz, welches durch Einfamilienhäuser sowie ein Mehrparteienhaus charakterisiert war. Da derartige Messergebnisse nur schwer öffentlich zugänglich sind, sind die Ergebnisse dieser Messkampagne von großem Interesse. Die durchgeführten Messungen ergaben, dass die in der Norm EN 50160 festgelegten Parameter nicht verletzt wurden. Allerdings wurde festgestellt, dass Einfamilienhäuser eine höhere Anzahl an erhöhten Spannungswerten und Spannungsunsymmetrien aufwiesen als das Mehrparteienhaus. Das Paper betont die Bedeutung präziser Messauflösungen und kürzerer Aggregationsintervalle (hier 10 s), da sich diese als nützlich erwiesen, um Lastspitzen und Ungleichgewichte besser zu erfassen [36].

In [37] erfolgt eine Untersuchung der Herausforderungen bei der Überwachung der Netzqualität in Offshore-Windparks. Im Rahmen der Untersuchung werden Techniken zur Erkennung und Analyse von Störungen wie harmonische Verzerrungen und transiente Effekte erörtert, die durch die Anbindung von Offshore-Windkraftanlagen an das Stromnetz entstehen. Die Analyse betont die besonderen Anforderungen, die Offshore-Umgebungen aufgrund extremer Betriebsbedingungen und der Integration erneuerbarer Energien mit sich bringen. Sie zeigt auf, wie künstliche Intelligenz, insbesondere Convolutional Neural Network (CNN) und Recurrent Neural Network (RNN), zur Netzqualitätsüberwachung eingesetzt werden kann. Dabei werden besonders die Vorteile dieser Methoden bei der Datenanalyse und im Echtzeitmonitoring hervorgehoben [37].

2.4.2 Monitoringsysteme für Power Quality

In [38] wird eine umfassende Literaturübersicht zu Echtzeit-Methoden zur Erkennung und Klassifikation von Problemen der Power Quality präsentiert. Ein besonderes Interesse gilt der Untersuchung von Spannungseinbrüchen, da diese mit erheblichen wirtschaftlichen Schäden einhergehen können. Es werden Techniken zur Datenvorbereitung, Vorverarbeitung, Transformation und Klassifikation von PQ-Problemen vorgestellt. Des Weiteren erfolgt eine Evaluierung von Signalverarbeitungsmethoden, wie beispielsweise Wavelet-Transformationen, sowie maschinellen Lernverfahren, darunter neuronale Netze und Support Vector Machines (SVM). Die vorliegende Arbeit beleuchtet bestehende Forschungslücken, insbesondere im Bereich der Echtzeitverarbeitung, und entwickelt verbesserte Ansätze für die Einbindung von Echtzeitsystemen in intelligente Netze. Dabei werden Herausforderungen, wie die genaue Detektion von Spannungseinbrüchen und deren Klassifikation in verrauschten Umgebungen, identifiziert. Abschließend werden Ansätze für potenzielle Forschungsrichtungen aufgezeigt, die dazu beitragen können, die Robustheit und Effizienz moderner Energienetze zu verbessern [38].

Die Publikation aus [39] thematisiert die Konfiguration eines Power-Quality-Monitoringsystems zur Überwachung und Analyse von Spannungsabfällen. Der Fokus liegt auf der Erkennung und Verortung von Spannungsabfällen, die durch externe oder interne Netzstörungen bedingt sein können. Ein wesentlicher Aspekt der vorliegenden Arbeit ist die Entwicklung einer optimierten Monitoring-Strategie, welche die präzise Erfassung von Informationen bezüglich der Art und Ursache von Spannungsstörungen ermöglicht. Im Rahmen dessen erfolgt eine Beschreibung von Mess- und Analysetechniken, welche spezifisch auf Spannungsabfälle ausgerichtet sind, da diese sowohl häufig als auch potenziell kritisch für elektrische Netzwerke sind [39].

In [40] wird die Entwicklung eines Smart-Meter-Systems zur Überwachung von Netzqualitätsstörungen in intelligenten Stromnetzen erörtert. Das hier beschriebene, prototypische System kombiniert einen Spannungs- und Stromsensor mit einer Raspberry-Pi-Plattform. Die implementierte Hardware ist in der Lage, Netzstörungen wie Spannungseinbrüche, Überspannungen und harmonische Verzerrungen zu erfassen und zu klassifizieren. Der Einsatz von Methoden des Deep Learnings ermöglicht die automatische Erkennung und Klassifizierung von Störungen durch das System. Zudem werden lediglich die für die jeweilige Situation relevanten Messdaten an die Versorgungsunternehmen übermittelt, wodurch eine erhebliche Reduzierung des Datenverkehrs erreicht werden kann. Die Forschungsergebnisse legen nahe, dass dieses System eine kostengünstige und effiziente Möglichkeit zur Vergrößerung der Monitoring-Optionen darstellt [40]. Es wird jedoch angemerkt, dass für einen tatsächlichen Einsatz weitere Forschungsarbeiten erforderlich sind.

2.5 Vereinfachte Methoden zur Überwachung der Spannungsqualität

Im Folgenden erfolgt eine Präsentation ausgewählter Konzepte zur Überwachung der Spannungsqualität. In diesem Kontext wird zunächst eine Methode zur Darstellung der Spannungsqualität mit den Ampelfarben Grün, Gelb und Rot betrachtet, wie sie in [41] vorgestellt wird. Des Weiteren wird ein zusammengefasster Index zur Überwachung der Spannungsqualität nach [42] präsentiert und im Rahmen der Analyse herangezogen. Der dargestellte Index ermöglicht eine übersichtliche Visualisierung der aktuellen Netzsituation und liefert auf einen Blick eine erste Einschätzung zu potenziellen Veränderungen der Netzqualität.

2.5.1 Indikatoren nach Ampelfarben

In [41] wird zur Überwachung der Spannungsqualität ein einfaches Konzept nach den Ampelfarben Rot (Überschreitung kritischer Grenzen), Gelb (Warnung, weitere Beobachtung notwendig) und Grün (Spannungsqualität für den Betrieb geeignet) vorgestellt. In der heutigen Zeit sind Energie- und Stromüberwachungssysteme sowie Messgeräte, welche grundlegende Messungen der Netzqualität wie beispielsweise THD, Spannungspegel oder Leistungsfaktormessungen durchführen, weit verbreitet. Diese Informationen werden jedoch in der Regel nicht genutzt, da die bereitgestellten Messgrößen oft als komplex und nur für Netzqualitätsexpert:innen verständlich erscheinen. Das Ziel dieses Konzepts ist es, auch Anwender:innen ohne Expertise die Möglichkeit zur Überwachung der Netzqualität zu bieten [41].

Zwei Arten von Spannungsqualitätsereignissen werden in diesem Paper [41] betrachtet:

- **Kurzzeit-Ereignisse**

Der Ansatz zur Bewältigung kurzfristiger Netzqualitätsereignisse besteht zunächst in der Kategorisierung jedes Ereignisses in eine von zwei Kategorien (keine Auswirkung, wahrscheinliche Auswirkung). Dies erfolgt auf der Grundlage von Normen oder Kurven. Im Anschluss wird für einen bestimmten Zeitraum der grün-gelb-rote Indikator ermittelt. Dabei werden die Anzahl von Ereignissen mit wahrscheinlichen Auswirkungen sowie repräsentative statistische Ergebnisse berücksichtigt.

- **Langzeit-Ereignisse**

Im Falle einer länger andauernden Beeinträchtigung der Netzqualität erfolgt eine direkte Bewertung des grün-gelb-roten Indikators für einen definierten Zeitraum. Dabei finden Schwellenwerte Anwendung, die in Normen zur Netzqualität oder anderweitigen Empfehlungen festgelegt sind.

Mit dem Ziel einer zusammenfassenden Bewertung der gesamten Spannungsqualität wird im vorliegenden Paper ein globaler Power Quality Index (PQI) nach folgender Formel eingeführt:

$$PQI = \frac{\sum PQ\text{Indikatoren} \cdot \text{Gewichtungsfaktor}}{\sum \max(PQ\text{Indikatoren}) \cdot \text{Gewichtungsfaktor}} \cdot 100\% \quad (2.4)$$

Ein Index von 0 % beschreibt die schlechteste Spannungsqualität, wohingegen ein Index von 100 % eine optimale Power Quality bedeutet. Die PQ-Indikatoren stellen Zahlen dar, welche den Farbcode jedes einzelnen Indikators entsprechen. Dabei entspricht der Mindestwert der individuellen Indikatoren dem grünen Farbcode, während der Höchstwert dem roten Farbcode entspricht. Die Gewichtungsfaktoren (0 bis 1) ermöglichen den Anwender:innen eine differenzierte Gewichtung einzelner Parameter. Für die Erstellung eines Standard-Index wird jedoch ein Gewichtungsfaktor von 1 empfohlen [41].

Das präsentierte Konzept stellt eine praktische und leicht nachvollziehbare Methode zur Überwachung der Spannungsqualität dar, die sich insbesondere für Anwender:innen eignet, die eine einfach verständliche Übersicht benötigen. Der Indikatorenansatz ermöglicht die frühzeitige Erkennung von Spannungsqualitätsproblemen sowie eine Priorisierung für eine gezielte Reaktion. Die Methode kann ohne großen Aufwand in Überwachungssystemen integriert werden und eignet sich daher ideal für Unternehmen oder Netzbetreiber [41].

2.5.2 Kubischer Index für Spannungsqualität

Um einen zusammengefassten Index zur Überwachung der Spannungsqualität zu definieren, werden in [42] folgende Anforderungen vorgeschlagen:

- Die Netzqualität wird in einer übersichtlichen und leicht verständlichen Weise veranschaulicht.
- Die Möglichkeit der Detektion von Ereignissen soll gegeben sein.
- Eine Einbeziehung der Parameter und Grenzwerte nach EN 50160 soll möglich sein.
- Der Index soll den Qualitätsverlauf, auch ohne Verletzung definierter Grenzen darstellen können.

In der Norm EN 50160 werden Grenzwerte für Spannungen, Spannungsunsymmetrie, Frequenz, Oberschwingungen und Flicker definiert. Dazu sind jeweils obere und untere Grenzen gegeben. Für Spannung und Frequenz gibt es zusätzlich auch zwei zeitliche Bezüge. Die Idee für einen zusammengefassten Parameter nach [42] ist, den aktuellen Messwert als prozentuelle Abweichung des Grenzwertes zu sehen und diese Prozentwerte anschließend zusammenzufassen. Das bedeutet, dass es für jeden Grenzwert (obere, untere Grenze und jeweils mit zeitlichem Bezug) einen relativen Parameter gibt. Ein Parameter mit 100 % bedeutet dabei ein volles Ausnutzen des Grenzwertes, darüber hinaus liegt bereits eine Verletzung vor. Für die Parameter gilt daher: je geringer, desto besser die Power Quality. Nach [42]

wird für eine Zusammenfassung eine kubische Mittelung nach der Gleichung 2.5 vorgeschlagen. Der Vorteil dabei ist, dass der zusammengefasste Wert nur dann über 100 % liegt, wenn mindestens einer der Parameter über 100 % liegt. Es ergibt sich dadurch ein einziger sensibler Parameter, der die aktuelle Power Quality beschreibt. Sind alle Werte unter 100 %, so werden alle Grenzen eingehalten und der zusammengefasste Index ist ebenfalls unter 100 %.

$$kpq_{gesamt} = \sqrt[3]{\sum kpq_{parameter}^3} \quad (2.5)$$

In Abbildung 2.10 sind alle Parameter, aus denen sich der gesamte Index zusammensetzt, dargestellt. Der zusammengesetzte Index ist hier kpq_{gesamt} genannt und wird nach der Vorschrift aus den darunterliegenden Parametern gebildet. Die rote Linie stellt 100% Ausnutzung der Grenzwerte dar. In der vorliegenden Darstellung ist lediglich eine einzige Grenzwertverletzung zu verzeichnen, und zwar für das untere Frequenzband über eine Zeitspanne von 99,5 % eines Jahres. Dennoch ergibt sich für den gesamten Parameter ein Wert über 100 %. Anwender:innen dieses Parameters könnten nur den einzelnen Parameter überwachen und sehen eine Verletzung der Netzqualität. Bei Auftreten von Ereignissen wie diesen könnten Anwender:innen anschließend die zugrundeliegenden Teilparameter untersuchen und die Ursache für den Ausschlag bestimmen.

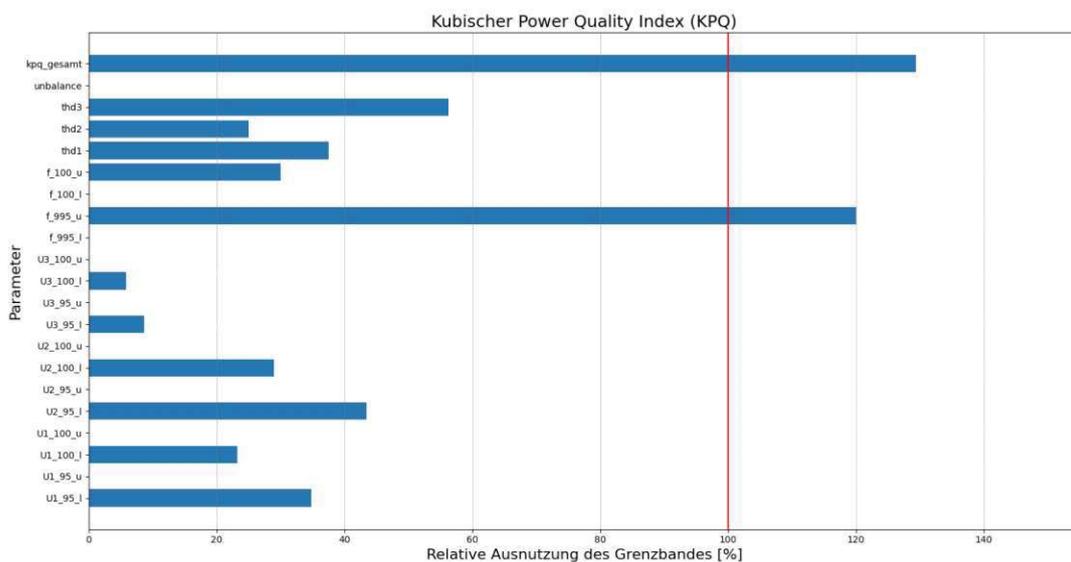


Abbildung 2.10: Darstellung einzelner Parameter des gesamten Index (eigene Darstellung nach [42])

Ein zusammengefasster Index nach [43] kann Anwendung in Verteil- und Industrienetzen finden, um großflächig Power Quality zu überwachen. Durch die Möglichkeit der Vergleichbarkeit verschiedener Messstandorte können Änderungen der Spannungsqualität erkannt und behoben werden [43].

Kapitel 3

Messgeräte zum Monitoring von Niederspannungsnetzen

Im Rahmen der vorliegenden Diplomarbeit erfolgt eine Gegenüberstellung zweier Messgeräte, welche sowohl auf theoretischer als auch auf messtechnischer Ebene untersucht und in diesem Kapitel vorgestellt werden. Dabei handelt es sich um Geräte für die Messung von Strom, Spannung und daraus abgeleiteten Größen. Ein Gerät ist für Messungen in Verteilnetzen konzipiert und zeichnet sich durch einen kostengünstigeren Preis aus, während das andere Gerät für Power-Quality-Messungen gemäß dem Standard DIN EN 61000-4-30 eingesetzt wird. Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass der Markt eine Vielzahl von Herstellern von Power-Quality-Messgeräten der Genauigkeitsklassen A und S aufweist. Im Hinblick auf die Verfügbarkeit der Siemens-Messgeräte sowie zur Einhaltung des budgetären Rahmens der vorliegenden Diplomarbeit wurden der SICAM Enhanced Grid Sensor (EGS) und das SICAM Q200 als Untersuchungsgegenstände gewählt.

3.1 Siemens SICAM EGS

Das erste Messgerät, das in dieser Arbeit verwendet wird ist der SICAM EGS des Herstellers Siemens. Bei diesem Gerät handelt es sich um einen All-in-one Netzsensor für mehr Transparenz im Mittel- und Niederspannungsnetz [44]. Als All-in-one Lösung verbindet der SICAM EGS Messungen mit einem Remote Terminal Unit (RTU)¹-Gateway in einem Gerät [46]. Das Produktbild des SICAM EGS ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Es sind 4 Leiter für die Spannungsmessung (U_1 , U_2 , U_3 und N) sowie 3 Leiter für die Strommessung (I_1 , I_2 und I_3) inklusive der zugehörigen Rogowski-Spulen zu sehen.

¹Eine Remote Terminal Unit bezeichnet ein mikroprozessorgestütztes elektronisches Gerät, welches in einem industriellen Kontrollsystem zum Einsatz kommt. Es dient der Verbindung von Hardware mit einem verteilten Kontrollsystem oder einem übergeordneten Kontroll- und Datenerfassungssystem [45].



Abbildung 3.1: Produktbild des SICAM EGS [5]

3.1.1 Technische Eigenschaften

In Bezug auf die in [47] dargestellten technischen Eigenschaften verfügt der SICAM EGS über die folgenden Charakteristika:

- Die Integration einer 3-Phasen-Messfunktionalität ermöglicht die Überwachung von Strom und Spannung im Niederspannungsnetz. Zudem werden weitere elektrische Größen, wie Leistung, Leistungsfaktor, Frequenz und THD berechnet.
- Die Implementierung von Automatisierungsfunktionen nach dem Standard IEC 61131.3 eröffnet die Möglichkeit, einen geregelten Verteiltransformator zu steuern.
- Der SICAM EGS unterstützt SIAPP-Anwendungen, die mit dem SIAPP Software Development Kit (SDK) und der Containervirtualisierungs-Software Docker erstellt werden können. Damit können Anwender:innen eigene Applikationen auf dem SICAM EGS realisieren.
- Die Erfassung der Abgangsströme aus der Niederspannungssicherungsverteilung erfolgt mittels direkter Funkkommunikation (ZigBee²) sowie integrierter Stromsensoren in den Sicherungen.
- Der SICAM EGS verfügt über Fernwirk-Kommunikation gemäß den Standards IEC 61850, IEC 60870-5-104 sowie DNP 3.0.
- Der Anschluss von verschiedenen Messgeräten und Kurzschlussanzeigern, beispielsweise SICAM Feeder Condition Monitor (FCM), kann mittels serieller Modbus-Schnittstelle erfolgen.

²Bei ZigBee handelt es sich um ein ressourcenschonendes und sehr energieeffizientes Funkkommunikationsprotokoll, das breite Anwendung in drahtlosen Sensornetzwerken findet [48].

- Die Ethernet-Schnittstelle sowie das integrierte LTE-Modul ermöglichen eine einfache Anpassung an bestehende Kommunikationsinfrastrukturen sowie einen Einsatz an abgelegenen Orten.
- Eine Anzeige der Messdaten ist über einen Webserver, der über Ethernet oder LTE erreichbar ist, möglich.
- Eine Internet of Things (IoT)-Konnektivität umfasst die Bereitstellung von Daten über eine sichere Internetverbindung für cloudbasierte Anwendungen wie OPC UA Pub/Sub, Message Queuing Telemetry Transport (MQTT) und MindConnect.
- Eine Hilfsspannungsversorgung, die aus der gemessenen Spannung abgeleitet wird, gewährleistet eine Überbrückungszeit bei einem Spannungsausfall von einer Minute.
- Der SICAM EGS verfügt über die Schutzklasse IP54, wodurch ein Einsatz im Außenbereich ermöglicht wird.
- Die IT-Security Anforderungen beim Betrieb kritischer Infrastruktur werden erfüllt.
- Eine Zeitsynchronisation mit anderen Geräten bzw. der Leitstelle ist über Network Time Protocol (NTP) möglich.

3.1.2 Anwendungsgebiete

Siemens gibt die folgenden Anwendungsgebiete des SICAM EGS an [44]:

- Zur Überwachung der Energieverteilung im Hinblick auf Automatisierung und Monitoring von Nieder- und Mittelspannungs-Verteilnetzen.
- Für einen Einsatz zum Überwachen von Transformatoren und Schaltanlagen (Asset Monitoring).
- Zur Überwachung des Netzanschlusses bei erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen wie Windparks oder PV-Anlagen sowie an Ladestationen für Elektrofahrzeuge.
- Als Kommunikationsgateway für verschiedene Protokolle und Netzwerke im Bereich der elektrischen Energieverteilung.
- Als IoT-Gateway zur Anbindung von Messtechnik, Automatisierungstechnik und Power Quality an cloudbasierte Dienste zur weiteren Datenanalyse.

Aus der Sicht von Verteilnetzbetreibern bietet der SICAM EGS die Möglichkeit einer permanenten Netzüberwachung ohne der Notwendigkeit eines Umbaus von Verteilstationen. Dazu tragen auch eine einfache Installation und eine flexible Erweiterbarkeit bei [47].

3.2 Klasse A Gerät Siemens SICAM Q200

Das zweite Messgerät ist ein weiteres Gerät des Herstellers Siemens, das sich aufgrund der einfacheren Erhältlichkeit für die Verwendung in der vorliegenden Untersuchung anbietet. Bei dem Gerät handelt es sich um das SICAM Q200. Der SICAM Q200 entspricht den Anforderungen der Klasse A gemäß DIN EN 61000-4-30 Ed. 3, wobei eine über Klasse A hinausgehende Konformität gegeben ist. Seine Funktionalitäten beinhalten die Messung, Visualisierung, Analyse und Übermittlung elektrischer Wechselstromgrößen, darunter Strom, Spannung, Frequenz, Leistung und Harmonische [49].

In der nachfolgenden Abbildung 3.2 wird das Produktbild des SICAM Q200 präsentiert. An der Vorderseite des Messgeräts sind ein Display zur Anzeige der Messdaten, diverse Funktionstasten sowie Zustands-LEDs angebracht. Auf dem Display werden sämtliche Messparameter auf mehreren Seiten dargestellt, welche mittels der Funktionstasten bedient werden können.



Abbildung 3.2: Produktbild des SICAM Q200 [6]

3.2.1 Technische Eigenschaften

Gemäß den technischen Unterlagen von Siemens [50] besitzt das SICAM Q200 folgende technische Eigenschaften und Funktionen:

- Mit dem SICAM Q200 ist es möglich PQ-Messungen der Klasse A nach der Norm DIN EN 61000-4-30 Ed. 3 durchzuführen.
- Für Spannung und Strom werden echte Effektivwerte mit 8192 Abtastwerten pro 10 Abtastzyklen bzw. einer Abtastrate von 40 kHz bei einer Netzfrequenz von 50 Hz ermittelt.
- Oberschwingungen können bis zur 63. Harmonischen ermittelt werden.
- Leistungen (Schein-, Wirk- und Blindleistung), Energie, sowie die Phasenwinkel können ebenfalls mit dem SICAM Q200 gemessen werden.
- Das SICAM Q200 besitzt 4 Wechselspannungseingänge, 4 Eingänge für Wechselstrom, 6 Binäreingänge und 6 Binärausgänge.
- Für die Kommunikation stehen 2 Ethernet Interfaces für IEC 61850 und Modbus Transmission Control Protocol (TCP), ein integrierter Switch, SNMPv3 sowie Modbus Gateway/Master zur Verfügung. Für eine Einbindung von RS485 Geräten gibt es eine Modbus RTU Master- und Gateway-Funktion.
- Das SICAM Q200 verfügt über ein Display mit Funktionstasten zur Anzeige der Messwerte und einem integrierten Webserver zur Anzeige und zur Konfiguration des Geräts.
- Mit dem Messgerät können Netzqualitätsberichte nach der Norm EN 50160 erstellt werden.
- Das SICAM Q200 besitzt einen erweiterbaren Speicher von 2 GB, mit dem Messdaten für mehrere Monate gespeichert werden können.
- Für eine Zeitsynchronisation steht bei dem SICAM Q200 ein NTP-Client über Ethernet zur Verfügung.

3.2.2 Anwendungsgebiete

Das SICAM Q200 kann als Stand-Alone Messgerät für eine kontinuierliche Aufzeichnung der Netzqualität, für eine Ereignisanalyse als auch für Energiemanagement zum Beispiel bei Verteilnetztransformatoren eingesetzt werden [50].

Folgende Anwendungsbereiche werden vom Hersteller weiters genannt [50]:

- Das SICAM Q200 ist für einen Einsatz in Automatisierungssystemen oder Auswertestationen geeignet. Mittels Standardprotokollen wie IEC 61850 und Modbus TCP ist eine Kommunikation mit Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) und Automatisierungssystemen möglich.
- In Energieunternehmen kann das SICAM Q200 für eine automatische Datenauswertung verwendet werden. Weiters ist durch das SICAM Q200 eine Einbindung von Geräten anderer Anbieter wie Störschreibern oder Schutzgeräten möglich.
- Die beiden Ethernet Schnittstellen des SICAM Q200 erlauben eine Ringkommunikationskonfiguration. Des Weiteren kann das Gerät auch als Gateway für Modbus TCP- oder IEC 61850 Geräte eingesetzt werden.
- Das SICAM Q200 kann für die Ermittlung von Supraharmonischen³ in Energienetzen eingesetzt werden. Supraharmonische nehmen durch den Ausbau der erneuerbaren, verteilten Energieerzeugung zu und haben einen negativen Einfluss auf das Energiesystem. Mit dem SICAM Q200 können diese Energieflüsse ermittelt und analysiert werden.

³Supraharmonische sind Harmonische mit Frequenzen bis zu 150 kHz [50].

Kapitel 4

Theoretischer Vergleich der Messgeräte

Im vorliegenden Kapitel erfolgt ein theoretischer Vergleich des kostengünstigeren SICAM EGS mit dem Klasse A PQ-Gerät SICAM Q200. Der Vergleich basiert auf definierten Metriken, die sich für Netzspannungsmessgeräte eignen und dient zur Beantwortung der dritten Subforschungsfrage. Diese beschäftigt sich mit der Fragestellung, wie weit kostengünstige, dezentralisierte Geräte beitragen können, die Versorgungsqualität im Niederspannungsnetz zu optimieren.

4.1 Definition der Metriken

In diesem Abschnitt werden Metriken definiert, die in dieser Arbeit als Basis des theoretischen Messgerätevergleichs dienen.

- **Messgrößen und Messbereiche**

Diese Metrik fokussiert sich auf die Analyse der Messwerte. Dabei werden zunächst die Messgrößen beider Messgeräte ermittelt und anschließend miteinander verglichen. Des Weiteren wird die Eignung der Messbereiche für die Ermittlung der Messwerte untersucht.

- **Mögliche Parameter nach EN 50160**

Die vorliegende Metrik ermöglicht eine Analyse der Parameter der Netzqualität gemäß der zugehörigen Norm EN 50160. Ziel ist die Ermittlung der Eignung des SICAM EGS als Power-Quality-Analysegerät im Vergleich zum Klasse A Gerät SICAM Q200. Da es sich beim SICAM Q200 um ein Klasse A zertifiziertes Power Quality Messgerät handelt, wird diese Metrik nur für den SICAM EGS angewendet und an geeigneten Stellen auf das Vergleichsgerät verwiesen.

- **Anwendungsbereiche**

Die Metrik dient dem Zweck, die Anwendungsbereiche der beiden Messgeräte miteinander zu vergleichen.

- **Installationsmöglichkeiten und Benutzerfreundlichkeit**

Im Rahmen der Evaluierung der beiden Messgeräte für ein effizientes Monitoring von elektrischen Versorgungsnetzen werden die Möglichkeiten der Installation sowie die Benutzerfreundlichkeit der Geräte anhand dieser Metrik berücksichtigt.

- **Kommunikationsmöglichkeiten**

Die vorliegende Metrik dient der Analyse der Kommunikationsmöglichkeiten zu anderen Messgeräten bzw. zu übergeordneten Automatisierungs- und Überwachungssystemen.

- **Gesamtbewertung**

Diese Metrik ermöglicht eine Bewertung beider Geräte in ihrer Gesamtheit. Damit werden alle relevanten Features zusammengefasst.

4.2 Analyse anhand der Metriken

In diesem Abschnitt wird die Analyse der beiden Messgeräte anhand der zuvor definierten Metriken durchgeführt. Die Basis dieser Untersuchung bilden frei zugängliche technische Unterlagen der beiden Messgeräte, [47] und [50].

4.2.1 Messgrößen und Messbereiche

Die in der vorliegenden Untersuchung verwendeten Messgrößen sowie die dazugehörigen Messbereiche und Genauigkeiten sind, sofern vorhanden, in der nachfolgenden Tabelle 4.1 dargestellt. Diese Tabelle dient als Grundlage für den Vergleich der vorliegenden Metrik.

Das SICAM Q200 weist bei der Spannung und bei den Oberschwingungen einen größeren Messbereich als der SICAM EGS auf. Für Netzspannungen kann damit der gesamte Spannungsbereich, der für Klasse A nach DIN EN 61000-4-30 gefordert wird, abgedeckt werden. Mit 63 Harmonischen werden auch mehr als die geforderten 40 Harmonischen ermittelt. Bei dem Parameter Netzfrequenz weisen beide Geräte denselben Messbereich auf und decken damit die Norm ab. Beim Strom kann der SICAM EGS einen Nennstrombereich bis 1000 A abdecken, wobei ein 100 % Überstrom auf einen Strom bis zu 2000 A möglich ist. Bei dem Vergleichsgerät wird eine andere Variante für den Strommessbereich

angegeben. Da bei diesem Gerät ein Messwandler für den Strom verwendet werden muss, wird ein Vollausschlag (Full Scale (FS)) bis 150 % angegeben. Für Leistungsmessungen und Ermittlung des Leistungsfaktors gibt es nur Angaben für den SICAM EGS.

Messunsicherheiten werden bei beiden Geräten, bis auf Frequenz, in Messgenauigkeitsklassen der Norm IEC 61557-12 durchgeführt. Die Genauigkeitsklassen werden in Prozentwerten angegeben und hier zeigt sich eine höhere Genauigkeit bei dem SICAM Q200.

Tabelle 4.1: Messbereiche und Messgenauigkeiten der zu analysierenden Messgeräte

Messgröße	Messbereich		Messgenauigkeit - IEC 61557-12	
	SICAM EGS	SICAM Q200	SICAM EGS	SICAM Q200
Spannung	0 ... 264.5 V	0 ... 345 V	0.5	0.1
Frequenz	42.5 ... 57.5 Hz	42.5 ... 57.5 Hz	1 mHz	0.02
Strom	0 ... 1000 A	10 ... 150 % FS	1	0.1
Oberschwingungen	25 Harmonische	63 Harmonische	o.A.	1
Wirkleistung P	$\pm 3 \cdot 1000 \cdot 230$ W	o.A.	o.A.	0.1
Blindleistung Q	$\pm 3 \cdot 1000 \cdot 230$ VAr	o.A.	o.A.	1
Scheinleistung S	$\pm 3 \cdot 1000 \cdot 230$ VA	o.A.	o.A.	0.2
Leistungsfaktor	0 ... 1	o.A.	o.A.	0.5

Die Analyse dieser Metrik zeigt, dass das teurere Messgerät SICAM Q200 größere Messbereiche bei höherer Messgenauigkeit bietet. Leider fehlen für den SICAM EGS einige Angaben zur Messgenauigkeit. Die Bestimmung der Messgenauigkeit ist daher ebenfalls Bestandteil dieser Diplomarbeit.

4.2.2 Kommunikationsmöglichkeiten

Das SICAM Q200 bietet nach [50] grundsätzlich zwei Kommunikationswege. Einerseits kann die Kommunikation über Ethernet erfolgen, wobei das Modbus TCP-Protokoll alleinstehend oder in Kombination mit dem IEC 61850-Serverprotokoll zum Einsatz kommt, welches ebenfalls als eigenständiges Protokoll verwendet werden kann. Eine zweite Möglichkeit stellt die Kommunikation über die serielle RS 485-Schnittstelle dar, bei der Modbus RTU-Master und RTU-Slave sowie Gateway-Funktionen umgesetzt werden können [50].

Der SICAM EGS bietet, wie das Vergleichsgerät, mehrere Möglichkeiten zur Kommunikation mit anderen Geräten. Eine Einbindung in bestehende Systeme kann mittels Ethernet-Schnittstelle sowie einem integrierten Long Term Evolution (LTE)-Modul realisiert werden. Für die Fernwirk-Kommunikation werden die Standards IEC 61850, IEC 60870-5-104 sowie Distributed Network Protocol (DNP) 3.0 unterstützt. Darüber hinaus verfügt der SICAM EGS über eine serielle Modbus-Schnittstelle sowie ein integriertes ZigBee-Funkmodul [47].

Der SICAM EGS weist eine hohe Ähnlichkeit hinsichtlich der Kommunikationsmöglichkeiten im Vergleich zum SICAM Q200 auf. Darüber hinaus verfügt das kostengünstigere Gerät jedoch über zwei Kommunikationsmittel, die eine breitere Anwendung ermöglichen und somit eine spezifische Vorteilhaftigkeit gegenüber dem SICAM Q200 aufweisen. Zum einen verfügt der SICAM EGS über ein LTE-Modul, welches mittels einer Subscriber Identity Module (SIM)-Karte im Mobilfunknetz kommunizieren kann. Zum anderen ermöglicht das integrierte ZigBee-Modul die Nahfunkkommunikation mit externen Sensoren. In der vorliegenden Metrik zeigt sich, dass der SICAM EGS eine bessere Performance aufweist als das kostenintensive Vergleichsgerät.

4.2.3 Mögliche Parameter nach EN 50160

Im Folgenden werden die Geräte auf die Möglichkeit zur Bestimmung der Parameter nach EN 50160 [2] untersucht. Grundlage dieser Bewertung ist die technische Dokumentation der beiden Geräte. Eine genaue Messung der Möglichkeiten ist nicht Teil dieser Analyse und folgt im nächsten Kapitel. In der folgenden Auflistung werden die Parameter für den SICAM EGS angegeben, da das SICAM Q200 ein Klasse A Gerät nach DIN EN 61000-4-30 ist, das die Parameter der EN 50160 mit höchster Genauigkeit bestimmen kann.

Andauernde Phänomene

- **Netzfrequenz**

Netzfrequenzen von 50 bzw. 60 Hz können mit dem SICAM EGS ermittelt werden. Diese Arbeit beschränkt sich jedoch auf europäische 50 Hz-Stromversorgungsnetze. Die Norm fordert für Niederspannungs-Verteilnetze Netzfrequenzen von 47 bis 52 Hz. Dieser Messbereich kann mit dem SICAM EGS abgedeckt werden.

- **Änderungen der Versorgungsspannung**

10 min Mittelwerte der Netzspannungen in Niederspannungsnetzen müssen gemäß EN 50160 innerhalb von -15% von U_{din} bis $+10\%$ von U_{din} liegen. Dieser vorgegebene Bereich liegt innerhalb des Messbereichs des SICAM EGS, welcher auch 10 min-Aggregationsintervalle verwenden kann.

- **Schnelle Spannungsänderungen**

Bei diesem Parameter werden in der Norm vorrangig Flicker betrachtet. Der SICAM EGS bietet in der aktuellen Version keine Möglichkeit Flicker zu ermitteln.

- **Unsymmetrie der Versorgungsspannung**

In der Norm EN 50160 wird die Methode der symmetrischen Komponenten für die Bestimmung der Spannungsunsymmetrie gefordert. Derzeit stehen mit dem SICAM keine Spannungswinkel für eine Weiterverarbeitung in dieser Diplomarbeit zur Verfügung, da diese über die Datenschnittstelle bereitgestellt werden müssten und nur intern verwendet werden. Daher besteht die Möglichkeit, die Spannungsunsymmetrie über die Definition der National Equipment Manufacturer's Association (NEMA) zu ermitteln, wobei im Gegensatz zu anderen Methoden nicht die Spannungswinkel, sondern lediglich die Spannungsamplituden der verketteten Spannungen berücksichtigt werden [51]. Die Berechnung der Methode nach NEMA ist der folgenden Formel zu entnehmen:

$$u_{unsymmetrie} = \frac{\max(|U_{12} - U_{avg}|, |U_{23} - U_{avg}|, |U_{31} - U_{avg}|)}{U_{avg}} \cdot 100 \% \quad (4.1)$$

Die Spannungsunsymmetrie wird in dieser Formel mit der maximalen Abweichung der Außenleiterspannung vom Mittelwert aller Außenleiterspannungen durch diesen Mittelwert in Prozent berechnet. Somit ergibt sich eine Näherung im Vergleich zur exakten Definition der Spannungsunsymmetrie, bei der auf die Berücksichtigung von Spannungswinkeln verzichtet und welche auch mit dem SICAM EGS umgesetzt werden kann.

- **Oberschwingungsspannung**

Bezüglich Oberschwingungen ist in der EN 50160 eine Tabelle mit erlaubten Spannungsamplituden für die ersten 25 Harmonischen angegeben. Weiters soll ein THD aus üblicherweise 40 Harmonischen ermittelt werden. Der SICAM EGS bildet das THD aus den ersten 25 Harmonischen und bietet keine Möglichkeit die Amplituden der einzelnen Ordnungszahlen auszuwerten.

- **Zwischenharmonische Spannung**

Der SICAM EGS bietet keine Möglichkeit Zwischenharmonische zu ermitteln. Da es aber noch keine Erfahrungswerte mit zwischenharmonischen Spannungen in Energienetzen gibt, sind diese in Beratung und haben noch keine definierten Grenzwerte [2].

Spannungsereignisse

- **Unterbrechungen der Versorgungsspannung**

Spannungsunterbrechungen können in der aktuellen Fassung der Norm EN 50160 nicht genau definiert werden, da es an Erfahrungswerten in den europäischen Netzen fehlt und Unterbrechungen nicht vorhersehbar sind [2]. Der SICAM EGS ist jedoch in der Lage, Spannungsunterbrechungen zu erkennen und im Falle eines vollständigen Netzausfalls den Betrieb für die Dauer von einer Minute aufrechtzuerhalten, sodass die Übertragung von Messwerten an übergeordnete Stationen gewährleistet ist.

- **Einbrüche und Überhöhungen der Versorgungsspannung**

Zum Erfassen von Über- und Unterspannungen gibt es mit dem SICAM EGS Möglichkeiten, die an die Normen EN 50160 bzw. DIN EN 61000-4-30 angelehnt sind. In den Normen wird gefordert, dass Anwender:innen selbst Schwellwerte in Prozentwerten von U_{din} und eine Hysterese in Prozent eingeben können, was mit dem SICAM EGS möglich ist. Als Konvention werden für Spannungseinbrüche 90 % von U_{din} , für Spannungsüberhöhungen 110 % von U_{din} und für die Hysterese 2 % angegeben [2]. Diese Werte können mit dem betrachteten Messgerät eingestellt werden. Eine Einteilung in Dauer und Restspannung zum Zweck einer statistischen Erhebung ist mit dem SICAM EGS nicht standardmäßig möglich. Diese Funktionalität könnte auf dem SICAM EGS jedoch mit einer internen Logik direkt von Anwender:innen gelöst werden. Entsprechende spontane Signale werden bei Spannungsüberhöhungen und -einbrüchen entweder für alle Phasen zusammen oder getrennt übermittelt.

- **Transiente Überspannungen**

Transiente Überspannungen entstehen an den Netzübergabestellen durch induzierte Überspannungen, welche von Blitzeinschlägen verursacht werden können oder durch Schalthandlungen im Versorgungsnetz [2]. Mit dem SICAM EGS ist es nicht möglich transiente Überspannungen zu detektieren.

In der Zusammenfassung der vorliegenden Metrik lässt sich festhalten, dass eine Mehrheit der Parameter der Spannungsqualität mit dem kostengünstigeren Messgerät SICAM EGS ermittelt werden kann. Lediglich die Parameter *Flicker*, *transiente Überspannungen* und *zwischenharmonische Spannungen* können nicht detektiert werden. Für Letztere existiert bislang jedoch keine eindeutige Definition in den entsprechenden Normen. Die Parameter *Unsymmetrie der Versorgungsspannung* sowie *Oberschwingungen* sind als grundlegend einzustufen, weshalb entsprechende Vereinfachungen zu treffen sind. Das

Vergleichsgerät SICAM Q200 kann alle genannten Parameter in Einklang mit den genannten Normen bestimmen.

4.2.4 Anwendungsbereiche

In Bezug auf die Anwendungsbereiche weisen beide Geräte eine hohe Ähnlichkeit auf. Die Vielzahl an Kommunikationsschnittstellen ermöglicht den Einsatz beider Geräte in einer Vielzahl von Kommunikationsanwendungen, beispielsweise als RTU-Gateway oder für die Kommunikation mit SCADA-Systemen. Des Weiteren eignen sich beide Geräte für den Einsatz in Energieunternehmen. Der wesentliche Unterschied zwischen den Geräten besteht darin, dass der SICAM EGS vorwiegend in Verteilnetzen zum Monitoring von Transformatoren und Netzanschlusspunkten eingesetzt wird, während das SICAM Q200 zur automatisierten Datenauswertung und Berichterstellung gemäß der Norm EN 50160 dient. Der SICAM EGS eignet sich insbesondere für den Einsatz im Außenbereich sowie unter rauen Umweltbedingungen. Das SICAM Q200 findet als alleinständige Anwendung beispielsweise bei der Ermittlung supraharmonischer Werte in Energienetzen Anwendung.

In der Gesamtbetrachtung zeigt sich, dass kein Messgerät bei dieser Metrik ein klar besseres Ergebnis aufweist. Die Anwendungsbereiche sind sehr ähnlich, wobei beide Geräte über alleinstehende Anwendungen verfügen.

4.2.5 Installationsmöglichkeiten und Benutzerfreundlichkeit

Das handliche Messgerät SICAM EGS verfügt über Bohrvorrichtungen, sodass eine einfache Montage an einer Wand, einem Messschrank oder in einem Verteilerkasten möglich ist. Aufgrund der Schutzklasse IP54 ist auch eine Montage im Außenbereich möglich, wodurch sich die Anzahl an Installationsmöglichkeiten weiter vergrößert. Ein wesentlicher Vorteil des SICAM EGS besteht in der Möglichkeit eines nachträglichen Einbaus, da es sich nicht nur einfach montieren, sondern auch unterbrechungsfrei anschließen lässt. Die fix angebondenen Rogowski-Spulen können ohne Unterbrechung des Stromflusses über den stromführenden Leiter angebracht werden. Damit ist ein Einbau des SICAM EGS mit wenig handwerklichem Geschick und ohne Expertenwissen möglich. Ein weiterer Vorteil des betrachteten Messgeräts liegt in der Spannungsversorgung. Diese muss nicht extern angeschlossen werden, sondern wird direkt von der Messspannung abgegriffen. Nach dem Einbau des SICAM EGS ist eine Konfiguration über das Konfigurationsprogramm SICAM Device Manager möglich. Die Anzeige der Messwerte kann beispielsweise über die Ethernet- oder LTE-Schnittstelle auf dem integrierten Webserver übersichtlich erfolgen.

Bei dem SICAM Q200 sind die Installationsmöglichkeiten gegenüber dem SICAM EGS begrenzt. Das SICAM Q200 weist im Vergleich zum Referenzgerät eine größere Gesamtgröße auf. Zudem ist es

nicht für den Einsatz in Umgebungen mit hohen äußeren Einflüssen ausgelegt und muss daher in einem Schaltschrank bzw. auf einer Schalttafel montiert werden. Ein weiterer Nachteil des SICAM Q200 im Vergleich zum SICAM EGS ist die Eigenversorgung des Geräts. Das SICAM Q200 muss extern mit einer Netzspannung von 230 V versorgt werden und kann nicht die Messspannung abgreifen. Bezüglich der Benutzerfreundlichkeit kann das SICAM Q200 mit einem Webserver, der auch die Gerätekonfiguration vornehmen kann, punkten. Ein Display für einen ersten Blick auf den Großteil der Messwerte bietet zusätzliche Vorteile für Anwender:innen.

Zusammengefasst bietet bei dieser Metrik der SICAM EGS mehr Vorteile als das SICAM Q200, da es universeller installiert werden kann und keine externe Spannungsversorgung benötigt.

4.2.6 Gesamtbewertung

Die Analyse der Metrik für die Messgrößen und Messbereiche hat ergeben, dass beide Messgeräte eine hohe Ähnlichkeit hinsichtlich der abgedeckten Messgrößen und Messbereiche aufweisen. Das SICAM Q200 weist jedoch eine höhere Messgenauigkeit bei der Ermittlung aller Parameter auf. Bei den Parametern zur Beurteilung der Netzspannungsqualität ergibt sich ein ähnliches Bild. In Bezug auf die normrelevanten Qualitätsparameter zeigt sich, dass mit dem SICAM Q200 alle relevanten Parameter ermittelt werden können, während mit dem SICAM EGS lediglich eine Teilmenge davon messbar ist. Einige dieser Parameter sind jedoch nicht genauer in der Norm spezifiziert, sodass sich die Anzahl der nicht möglichen Parameter auf *Flicker* und *transiente Überspannungen* reduziert. Bei der Untersuchung der Anwendungsbereiche mittels zugehöriger Metrik zeigen sich signifikante Überschneidungen für beide Geräte, wobei beide auch ihre spezifischen Alleinstellungsmerkmale aufweisen. Im Rahmen der Analyse der Benutzerfreundlichkeit konnte festgestellt werden, dass beide Messgeräte eine einfache Bedienung sowie eine gute Übersichtlichkeit aufweisen. In Bezugnahme auf die Installationsmöglichkeiten kann festgehalten werden, dass der SICAM EGS leichter installiert werden kann, insbesondere nachträglich in bestehenden Systemen. Ein weiterer Vorteil des EGS besteht darin, dass keine externe Spannungsversorgung benötigt wird. In Anbetracht der genannten Metriken zeigt sich, dass der SICAM EGS gegenüber dem um den Faktor 3 teureren Messgerät einige Vorteile aufweist, während Nachteile nur in geringem Maße zu verzeichnen sind. Für hochpräzise Anwendungen, bei denen Messungen exakt gemäß der geltenden Normen durchgeführt werden müssen, ist ein Einsatz des SICAM Q200 gemäß der durchgeführten Untersuchungen gegenüber dem SICAM EGS vorzuziehen. Für Anwendungen in Verteilnetzen, bei denen ein umfassender Überblick über eine Vielzahl von Parametern mit einer zwar geringen, jedoch ausreichenden Genauigkeit erforderlich ist, stellt der SICAM EGS die bessere Wahl dar.

Kapitel 5

Methode zur vereinfachten Spannungsqualitätsüberwachung

Die vorliegende Untersuchung befasst sich mit einer Methode zur vereinfachten Überwachung der Spannungsqualität. Zu diesem Zweck erfolgt im ersten Abschnitt eine Gegenüberstellung zweier Konzepte. Auf Basis dieser Gegenüberstellung wird im Anschluss ein besser geeigneter Ansatz auf dem SICAM EGS implementiert.

5.1 Konzeptauswahl

In diesem Abschnitt werden die beiden Konzepte zur einfacheren Spannungsqualitätsüberwachung, die in Kapitel 2.5 vorgestellt werden, analysiert.

Der erste Ansatz mit den Ampelfarben ermöglicht eine einfache und schnelle Analyse für Anwender:innen in Energienetzen. Dies ermöglicht Verteilnetzbetreibern eine einfache Problemidentifikation. Des Weiteren werden die gängigen Normen zur Qualität der elektrischen Energie miteinbezogen. Der Vorteil dieses Konzepts besteht in der Möglichkeit einer eindeutigen Status quo-Analyse. Das Konzept bietet keine Langzeit-Trendanalyse, weshalb es für die Untersuchung langfristiger Netzprobleme weniger geeignet ist. Ein Vorteil ist jedoch, dass es einfach umzusetzen ist und auch von Nicht-Expert:innen verwendet werden kann, um Aussagen über die Netzqualität zu treffen. Das Ampelfarbenkonzept könnte daher in einem Verteilnetz zur Bewertung aktueller Power-Quality-Zustände eingesetzt werden, ohne die Notwendigkeit einer Langzeit-Trendanalyse.

Das zweite Konzept basiert auf dem kubischen Power Quality Index (KPQ), welcher die Einhaltung der definierten Netzparameter überprüft. Die kubische Mittelung der zugrundeliegenden Parameter erlaubt eine Sensitivität gegenüber etwaigen Ausreißern, sodass auf Veränderungen durch Netzbetreiber

zeitnah reagiert werden kann. Der wesentliche Vorteil dieses Konzepts gegenüber dem Ampelkonzept besteht in der Möglichkeit von kurz- und langfristigen Analysen. Die Wahl der Aggregationsintervalle erlaubt ein Monitoring in kurzen Abständen. Alternativ besteht die Möglichkeit, den Parameter in größeren Aggregationsintervallen über einen langen Zeitraum zu bilden, um auf diese Weise das Verteilnetz zu überwachen. Das Konzept ermöglicht einerseits die Erkennung kurzfristiger Ausreißer sowie die Beobachtung von Trends in den Netzen. Es handelt sich um einen einzigen Parameter, der in Prozent angegeben wird und bei hohen Werten eine schlechtere Netzqualität anzeigt. Dadurch wird auch für Nicht-Expert:innen die Möglichkeit zur Aussage über die Netzqualität geboten. Für die Bestimmung des Parameters wird jedoch eine Hardware benötigt, die Netzparameter ermittelt und mittels geeigneter Software den kubischen Parameter bildet.

In der Zusammenfassung lässt sich festhalten, dass beide Konzepte einfache Möglichkeiten zur Darstellung der Power Quality in einem Energieversorgungsnetz bieten, wenn die notwendige Hardware vorhanden ist. Aufgrund der Möglichkeit von kurz- und langfristigen Analysen sowie der damit verbundenen Trendanalysen erweist sich der kubische Power Quality Index im Rahmen dieser Arbeit als besser geeignet. Dieses Konzept wird daher in den folgenden Abschnitten der Arbeit verwendet, um weitere Analysen und Anwendungen durchzuführen.

5.2 Implementierung

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Messwerte auf dem SICAM EGS ermittelt und über MQTT¹ an ein Notebook gesendet. Dort werden die Messwerte mit einer *Python*²-Applikation nach der gewählten Methode ausgewertet. Da das Betriebssystem des SICAM EGS auf Linux basiert, wäre prinzipiell auch eine Applikationsentwicklung direkt auf dem Gerät möglich. Allerdings wird eine solche Applikationsentwicklung in der Regel von einem Team aus Softwareentwickler:innen durchgeführt, da die Integration auf der Plattform mit einem beträchtlichen Aufwand verbunden ist. Um den Fokus auf die Analyse der Messdaten zu legen, wurde in dieser Arbeit eine leichtgewichtige *Python*-Applikation gewählt.

Das Ablaufdiagramm der Applikation ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Nach dem Start der Anwendung erfolgt zunächst eine Initialisierung, anschließend wird die Verbindung mit dem SICAM EGS aufgebaut. Auf dem SICAM EGS läuft eine eigene MQTT Applikation, welche parametrisierte Signale je nach Konfiguration senden und empfangen kann. Im Rahmen der vorliegenden Anwendung werden alle erforderlichen Messwerte der MQTT-Applikation als Sendesignale zugeordnet, da die entwickelte Applikation keine Nachrichten an den SICAM EGS zurücksendet. Die zeitliche Steuerung des Ablaufs

¹MQTT stellt ein Nachrichtenprotokoll für IoT Anwendungen dar, welches für leichtgewichtigen Publish/Subscribe-Messaging-Transport konzipiert wurde und sich für die Verbindung von entfernten Geräten mit geringem Code-Fußabdruck und geringer Netzwerkbandbreite eignet [52].

²<https://www.python.org/>, abgerufen am 20.11.2024

erfolgt durch die eingestellte Messwertaggregation des SICAM EGS. Die Übertragung der Messwerte durch den SICAM EGS erfolgt zu dem Zeitpunkt, zu dem sich die Werte nach Ablauf jedes Aggregationsintervalls ändern. Die Applikation wartet auf die Ankunft jedes Messwerts, der für die Bestimmung des zusammengefassten PQ-Index erforderlich ist. Nach dem vollständigen Empfang aller Messwerte erfolgt die Berechnung des Index. Im Anschluss wird der berechnete Index in einer Comma-separated values (CSV)-Datei mit Zeitstempel gespeichert und es wird erneut auf ein komplettes Set an Messwerten für das folgende Intervall gewartet. In diesem Schritt wird zudem eine Landkarte mit den Messwerten versorgt, deren detaillierte Beschreibung in Kapitel 6.3.4 erfolgt.

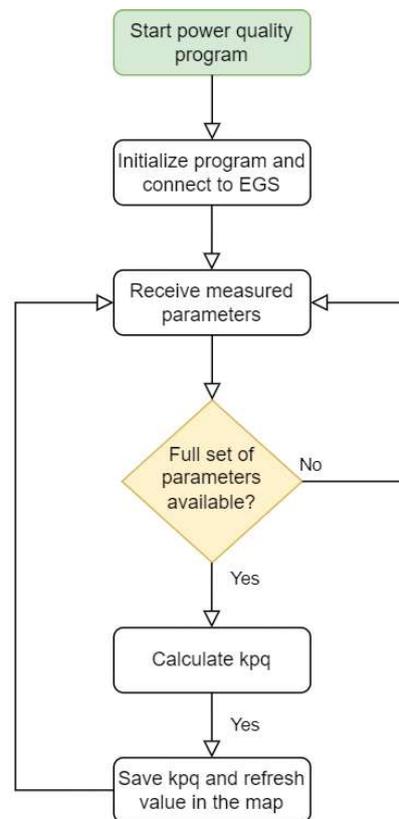


Abbildung 5.1: Ablaufdiagramm der entwickelten Applikation

Im Folgenden wird der Programmablauf gemäß dem MQTT-Protokoll dokumentiert. Das MQTT-Protokoll basiert auf dem Publish/Subscribe-Prinzip, bei dem ein Message Broker und mehrere Clients involviert sind [52]. Der Broker übernimmt die Funktion eines Servers, indem er Nachrichten von Clients an andere Clients übermittelt, die auf Nachrichten mit bestimmten *topics* warten. Die Anmeldung (*subscribe*) der Clients beim Broker erfolgt unter Angabe der gewünschten *topics*. Zusammengefasst erfolgt die Verteilung der Nachrichten durch den Broker an alle Clients, die die Daten empfangen möchten. In der vorliegenden Arbeit fungiert der SICAM EGS mit der vorinstallierten MQTT Applikation als Broker. Die Power Quality Applikation stellt einen Client dar, der ein *subscribe* auf die Messwer-

te des SICAM EGS durchführt. Eine schematische Darstellung der Kommunikation ist in Abbildung 5.2 gegeben. Beim ersten Verbindungsaufbau führt die Power Quality Analyseapplikation einmalig ein *subscribe* auf das *topic* "Messwerte" durch und erhält vom SICAM EGS als Broker die Messwerte.

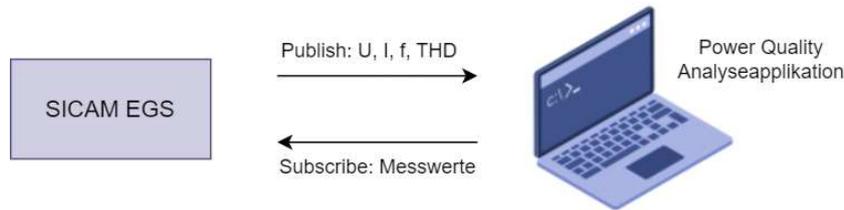


Abbildung 5.2: MQTT Kommunikation mit dem SICAM EGS

Der nachfolgende Codeausschnitt präsentiert das einfach gehaltene Hauptprogramm der Analyseapplikation. Für das MQTT-Protokoll gibt es in *Python* ein Modul, namens *paho-mqtt*³. Unter Verwendung dieses Moduls wird ein Client erzeugt, dem callback Funktionen für einen Verbindungsaufbau und einen Nachrichtempfang übergeben werden. Im Anschluss erfolgt der Verbindungsaufbau und der Start einer Schleife, in der die Kommunikation stattfindet.

```

1 import paho.mqtt.client as mqtt
2
3 if __name__ == "__main__":
4     broker_address = SICAM_EGS_IP
5
6     print("creating a new MQTT instance")
7     client = mqtt.Client(mqtt.CallbackAPIVersion.VERSION2)
8     client.on_message=on_message #attach message function to callback
9     client.on_connect=on_connect #attach connect function to callback
10
11    print("connecting to broker")
12    client.connect(broker_address) #connect to broker
13    client.loop_forever() #start the loop

```

Programmcode 5.1: Hauptprogramm für die Kommunikation

Im Folgenden wird der Programmcode für die callback Funktion *on_message* präsentiert. Diese Funktion wird bei jeder empfangenen Nachricht, die aus einem *topic* und einer *payload* besteht, aufgerufen. Die *payload* setzt sich in diesem Programm aus einem Namen, einem Wert und einem Zeitstempel zusammen. Diese Parameter müssen vor der Weiterverarbeitung aus der *payload* extrahiert werden. Anschließend werden die KPQ Parameter je nach Parametername gebildet und in einer Liste abgespeichert. Da die Parameter für Strom und Leistung zwar gemessen werden, aber nicht Teil des kubischen PQ-Index sind, werden diese Messwerte von dem Programm nur ausgegeben und gespeichert.

³<https://pypi.org/project/paho-mqtt/>, abgerufen am 26.10.2024

```

1 UN = 230
2 save_raw_measurement_data = True
3 save_raw_kpq_data = True
4 kpq_values = []
5 unbalance_values = {'U12': None, 'U23': None, 'U31': None}
6 violation_values = {'U1': 0, 'U2': 0, 'U3': 0}
7 kpq_violation = {'U1': 0, 'U2': 0, 'U3': 0}
8
9 def on_message(client, userdata, msg):
10     global unbalance_values
11     global kpq_violation
12
13     #decode payload to name, timestamp and value
14     payload = json.loads(msg.payload.decode())
15     name = payload.get('name')
16     timestamp = convert_unix_timestamp(payload.get('timestamp'))
17     value = payload.get('value')
18
19     if re.search("U", name) and not re.search("U12|U23|U31", name):
20         U_95_l, U_95_u, U_100_l, U_100_u = kpq_u(value)
21         # check if there is a voltage band violation
22         if(value < 0.9*UN or value > 1.1*UN):
23             voltage_band_violation(name)
24             add_kpq_to_list(name+"_95_l", U_95_l, timestamp)
25             add_kpq_to_list(name+"_95_u", U_95_u, timestamp)
26             add_kpq_to_list(name+"_100_l", U_100_l, timestamp)
27             add_kpq_to_list(name+"_100_u", U_100_u, timestamp)
28             if save_raw_kpq_data:
29                 add_data_to_csv(name+"_95_l", U_95_l, timestamp, 'raw_data.csv')
30                 add_data_to_csv(name+"_95_u", U_95_u, timestamp, 'raw_data.csv')
31                 add_data_to_csv(name+"_100_l", U_100_l, timestamp, 'raw_data.csv')
32                 add_data_to_csv(name+"_100_u", U_100_u, timestamp, 'raw_data.csv')
33     elif re.search("f", name):
34         f_995_l, f_995_u, f_100_l, f_100_u = kpq_f(value)
35         add_kpq_to_list(name+"_995_l", f_995_l, timestamp)
36         add_kpq_to_list(name+"_995_u", f_995_u, timestamp)
37         add_kpq_to_list(name+"_100_l", f_100_l, timestamp)
38         add_kpq_to_list(name+"_100_u", f_100_u, timestamp)
39         if save_raw_kpq_data:
40             add_data_to_csv(name+"_995_l", f_995_l, timestamp, 'raw_data.csv')
41             add_data_to_csv(name+"_995_u", f_995_u, timestamp, 'raw_data.csv')
42             add_data_to_csv(name+"_100_l", f_100_l, timestamp, 'raw_data.csv')

```

```

43     add_data_to_csv(name+"_100_u", f_100_u, timestamp, 'raw_data.csv')
44 elif re.search("THD", name):
45     add_kpq_to_list(name, kpq_thd(value), timestamp)
46     if save_raw_kpq_data:
47         add_data_to_csv(name, kpq_thd(value), timestamp, 'raw_data.csv')
48 elif name in unbalance_values:
49     unbalance_values[name] = value
50     # Check if all three values for unbalance have been received
51     if all(unbalance_values.values()):
52         # Use kpq_unbalance
53         unbalance = kpq_unbalance(unbalance_values['U12'],
54                                   unbalance_values['U23'], unbalance_values['U31'])
55         add_kpq_to_list("unbalance", unbalance, timestamp)
56         if save_raw_kpq_data:
57             add_data_to_csv("unbalance ", unbalance, timestamp, 'raw_data.csv')
58         # Reset the values
59         unbalance_values = {'U12': None, 'U23': None, 'U31': None}
60 elif re.search("I", name):
61     print(f"{name} = {value:.3f} A | \033[92m{timestamp}\033[0m")
62 elif re.search("P", name):
63     print(f"{name} = {value:.3f} W | \033[92m{timestamp}\033[0m")
64 elif re.search("Q", name):
65     print(f"{name} = {value:.3f} var | \033[92m{timestamp}\033[0m")
66 elif re.search("S", name):
67     print(f"{name} = {value:.3f} VA | \033[92m{timestamp}\033[0m")
68 elif re.search("cos_phi", name):
69     print(f"{name} = {value:.3f} | \033[92m{timestamp}\033[0m")
70 else:
71     print(f"UNSUPPORTED parameter: {name}")
72 # save raw measurement data in csv file
73 if save_raw_measurement_data:
74     add_data_to_csv(name, value, timestamp, 'measurements.csv')

```

Programmcode 5.2: Callback Funktion für MQTT Nachrichten

Die folgende Funktion *add_kpq_to_list* wird von der callback Funktion aufgerufen wenn ein Parameter für den gesamten Index zwischengespeichert werden muss. Hier wird überprüft, ob alle 20 notwendigen Parameter ermittelt wurden, um anschließend den zusammengefassten Index zu bilden. In dieser Funktion wird auch der KPQ-Index in einer CSV-Datei mit Zeitstempel abgespeichert.

```

1 def add_kpq_to_list(name, value, timestamp):
2     global kpq_values
3     global counter
4
5     # Check if the name is already in the kpq_values
6     for i, (existing_name, _, _) in enumerate(kpq_values):
7         if existing_name == name:
8             # If the name is found, update the existing tuple
9             kpq_values[i] = (name, value, timestamp)
10            return
11
12    # If the name is not found, append a new tuple
13    kpq_values.append((name, value, timestamp))
14
15    # If the list has 20 elements, calculate kpq and write it to the csv file
16    if len(kpq_values) == 20:
17        kpq = kpq_gesamt([value for _, value, _ in kpq_values])
18        add_data_to_csv("kpq", kpq, timestamp, 'output.csv')
19        kpq_values.clear()

```

Programmcode 5.3: Berechnung des kubischen Power Quality Indexes KPQ

5.3 Simulation

Vor der Implementierung des zusammengefassten PQ-Index in realen Messungen erfolgt eine Simulation. Der SICAM EGS erlaubt die unmittelbare Implementierung einer internen Logik direkt am Gerät. Damit werden der Ablauf der Applikation, die Verarbeitung der Daten und das Systemverhalten getestet. In diesem Kontext besteht die Möglichkeit, Funktionsbausteine zu erstellen und zu verknüpfen, die die Aufgabe erfüllen, intern generierte Signale zu verarbeiten. Für die Erstellung der Funktionsbausteine und die Parametrierung der Signale wird das Konfigurationsprogramm für den SICAM EGS, der SICAM Device Manager verwendet. Die dort generierten Signale werden über den Kommunikationsstandard MQTT an einen PC übermittelt, wo die weitere Verarbeitung erfolgt. Der schematische Aufbau der Simulation ist in Abbildung 5.3 dargestellt. Der Simulationsaufbau besteht aus dem SICAM EGS, mit der integrierten Logik, und einem Laptop, auf dem die MQTT Daten empfangen und weiterverarbeitet werden.

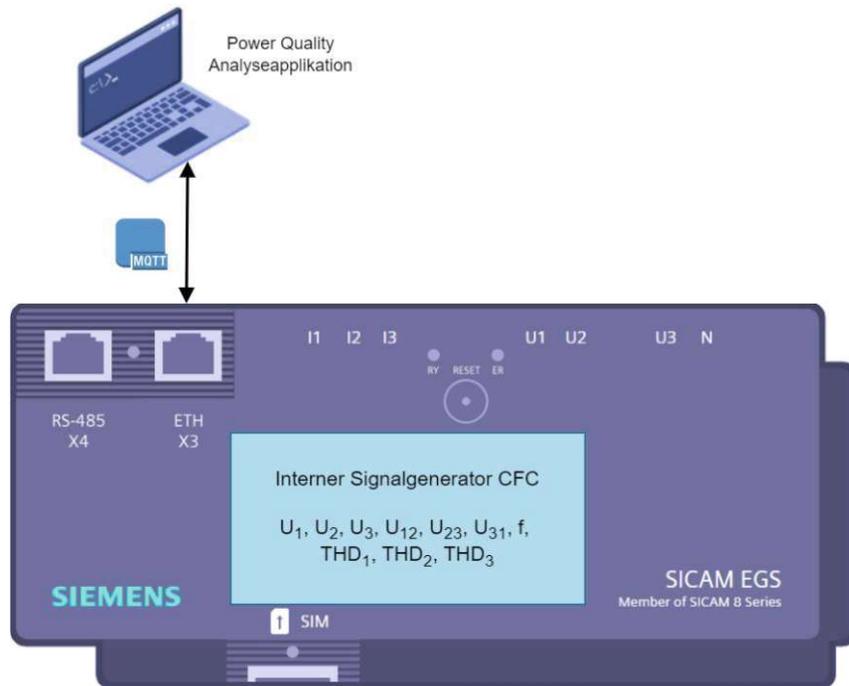


Abbildung 5.3: Schematischer Aufbau der Simulation

5.3.1 Ablauf der Simulation

Im Rahmen der Simulation werden sämtliche Eingangsparameter des kubischen Spannungsqualitätsindexes sowohl innerhalb als auch außerhalb der in der Norm EN 50160 definierten Grenzwerte periodisch durchlaufen. Die Bildung des Index erfolgt simultan unter Berücksichtigung der einzelnen Parameter. Die Simulation erfolgt in einem $1s$ Intervall, da es sich dabei um das geringste Intervall für die Aggregation von Messwerten des SICAM EGS handelt. Das Ziel der Simulation besteht in der Untersuchung der Verarbeitung am Messgerät und der Übertragung und Weiterverarbeitung der Daten. Da es sich bei diesem Simulationsintervall um das geringste Aggregationsintervall des SICAM EGS handelt, ist davon auszugehen, dass eine erfolgreiche Durchführung dieser Simulation auch für eine erfolgreiche Abarbeitung längerer Aggregationsintervalle gilt. Die Menge der gesendeten Daten reduziert sich mit steigendem Aggregationsintervall, da die gemessenen Daten spontan versendet werden. Der Begriff "spontan" bezeichnet in diesem Kontext die Tatsache, dass die Messdaten unmittelbar nach ihrer Ermittlung gesendet werden, was stets am Ende des jeweiligen Aggregationsintervalls erfolgt. Die Logik zur Generierung der Daten ist in Abbildung 5.4 dargestellt. Der zeitliche Ablauf von $1s$ wird durch einen Blink Timer gesteuert, der als Eingangssignale ein Startsignal, eine Zeitdauer für logisch 1 und eine Zeitdauer für logisch 0 erhält. Der Blink Timer gibt am Ausgang in Abhängigkeit der eingestellten Zeiten logisch 0 und 1 aus. Damit werden unterschiedliche CTU Zähler (Count up) getriggert, die mit verschiedenen Startwerten unterschiedliche Werte für die Parameter generieren.

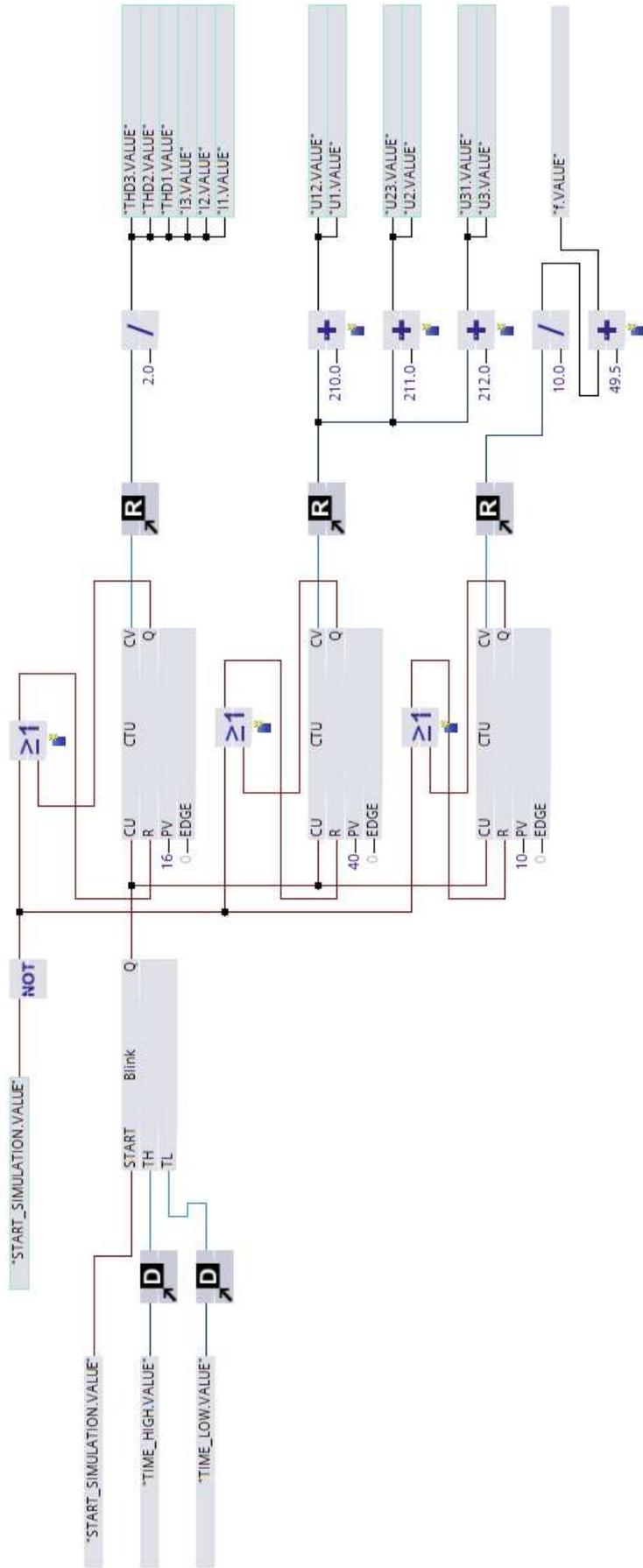


Abbildung 5.4: Einfacher Datengenerator für die Simulation

5.3.2 Ergebnisse der Simulation

Die Simulation unterscheidet sich von der realen Messung lediglich in Bezug auf die Ermittlung der zu verarbeitenden Werte sowie die Messwertaggregation. In Abbildung 5.5 ist das Ergebnis für eine Simulation mit einem Intervall von einer Sekunde dargestellt. Die Abbildung zeigt das Wiederholungsmuster. Nach einem Initialisierungsdurchlauf ist zu erkennen, dass die Simulationswerte exakt wiederholt werden. Dies belegt, dass die Daten korrekt übermittelt werden und der Gesamtaufbau, bestehend aus Werteerstellung, Übermittlung und Analyse, korrekt funktioniert. In der Realität handelt es sich um unterschiedlich zeitlich aggregierte Messwerte. Die Simulation dient dem Testen des Verhaltens der einzelnen Parameter, die zur Bildung des zusammengefassten Parameters führen. Auf Basis dieser Erkenntnisse werden anschließend Messungen durchgeführt, bei denen die Intervalle in einem realen Szenario getestet werden.

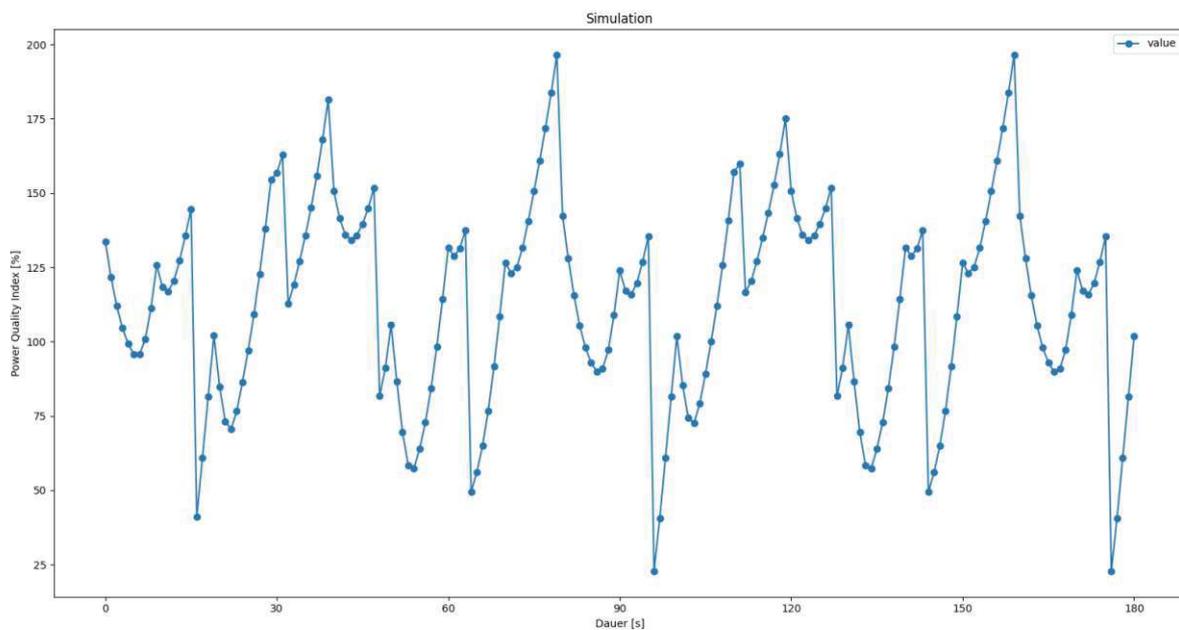


Abbildung 5.5: Ergebnis der Simulation

Kapitel 6

Experimentelle Ergebnisse

In diesem Kapitel erfolgt die Präsentation der experimentellen Ergebnisse der vorliegenden Arbeit. Die Ergebnisse der Untersuchungen sind im Wesentlichen in drei Abschnitte zu unterteilen. Zunächst werden die Messergebnisse der Vergleichsmessungen der gewählten Messgeräte präsentiert und einer Analyse unterzogen. Im zweiten bzw. dritten Abschnitt werden Messungen mit dem zusammengefassten PQ-Parameter vorgestellt, die sowohl im Labor als auch in realen Anwendungen durchgeführt wurden.

6.1 Vergleichsmessungen ausgewählter PQ-Geräte

Dieser Abschnitt behandelt die Gegenüberstellung der Messgeräte SICAM EGS und SICAM Q200 in Form von Messungen. Um die Qualität der Messgeräte miteinander vergleichen zu können, wurden verschiedene Parameter in Messreihen aufgenommen. Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu erhöhen wurden die folgenden Messungen parallel durchgeführt. Dazu wurden beide Messgeräte an dieselbe Quelle angeschlossen, sodass die Messungen zeitgleich durchgeführt werden konnten. Durch diese Vorgehensweise sollen beide Messgeräte unter denselben äußerlichen Einflussfaktoren, wie zum Beispiel der Temperatur im Messschrank, bewertet werden.

6.1.1 Verwendeter Labormessaufbau

Die schematische Darstellung des im Labor verwendeten Messaufbaus ist in Abbildung 6.1 gegeben. Diese Darstellung ist für alle durchgeführten Vergleichsmessungen gültig, wobei zu beachten ist, dass nicht bei jeder Messung alle Anschlüsse benötigt werden. So wurden für alle Messungen die Messleitungen für Ströme angeschlossen, obwohl sie nur bei den Strom- und Leistungsmessungen tatsächlich benötigt wurden. Auf die Angabe der Windungszahlen für drei gewickelte Spulen mit $N = 1$ bzw. $N = 100$ wird gesondert bei den Messergebnissen eingegangen. Um die Messwerte zu bestimmen, wurden beide Messgeräte mittels Ethernet Verbindung mit einem Laptop verbunden. Sowohl der

SICAM EGS, als auch das SICAM Q200 bieten einen Webserver, auf denen die Messwerte abgelesen werden konnten. Der gesamte Messaufbau wurde in einem Messschrank mit verschlossener Glastür mittels Hutschienen montiert. Die Datenverbindungen der beiden Geräte wurden dabei herausgeführt, um die Messungen sicher durchführen zu können. Wie bereits zu Beginn erwähnt wurde, konnten die Vergleichsmessungen daher zeitgleich und unter denselben Umwelteinflüssen durchgeführt werden, wodurch die Vergleichbarkeit erhöht werden konnte.

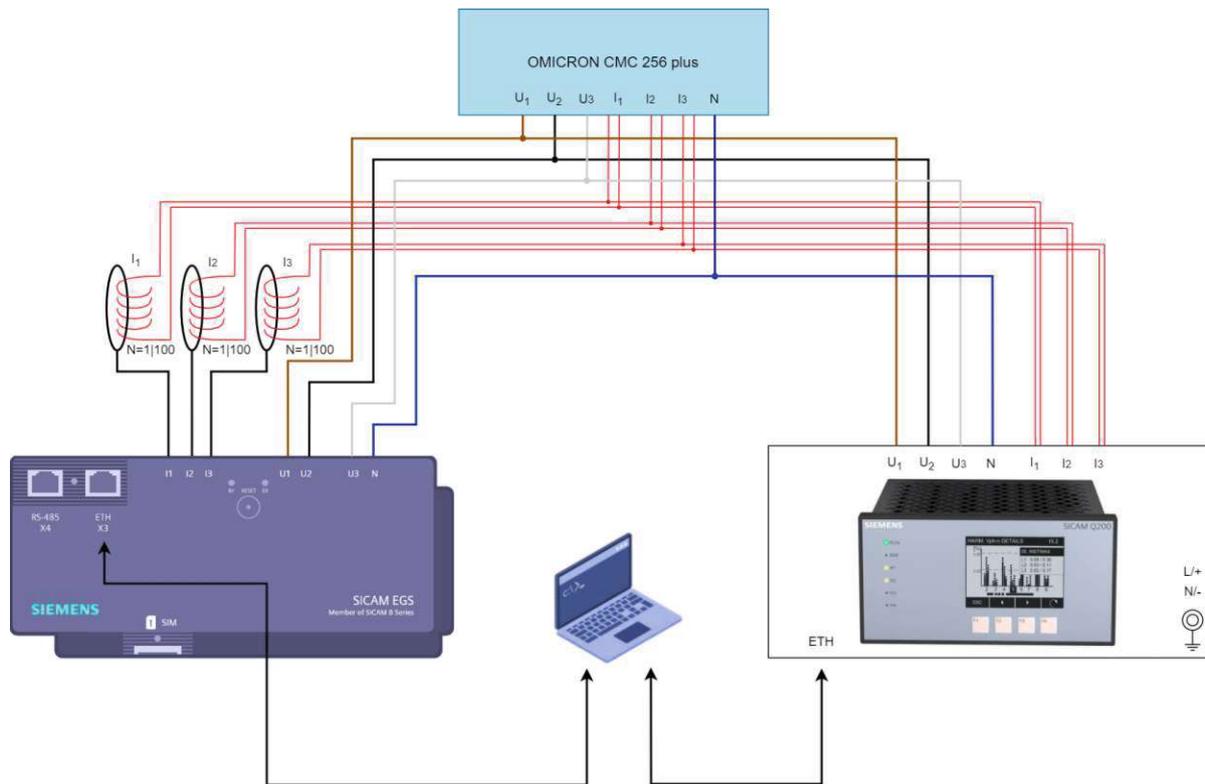


Abbildung 6.1: Schematische Darstellung des Messaufbaus für die Vergleichsmessungen

Zur Messwertvorgabe wurde ein Omicron CMC 256 plus, wie in Abbildung 6.2 dargestellt, verwendet. Dabei handelt es sich um ein hochpräzises Prüfgerät, das auch als Referenz für Kalibrierungen verwendet werden kann [7]. Auf der Website des Herstellers [7] ist auch eine Funktion zum Prüfen von Power-Quality Messgeräten angegeben, wodurch sich das Gerät, neben seiner Genauigkeit, für den Einsatz im Rahmen dieser Diplomarbeit qualifiziert. Für die Vergleichsmessungen wurde ein Softwarepaket verwendet, womit manuell Spannungen, Ströme und Frequenzen vorgegeben werden konnten. Für die Messungen mit Oberschwingungen wurde ein spezielles Softwarepaket des Herstellers Omicron verwendet, auf das bei den Messergebnissen genauer eingegangen wird.



Abbildung 6.2: Omicron CMC 256 plus [7]

6.1.2 Spannungsmessungen

Die Spannungsmessungen sind in zwei Abschnitte gegliedert. Zum einen die Messungen der Strangspannungen. Zum anderen die Außenleiterspannungen, die auch als verkettete Spannungen bezeichnet werden. Für beide Messungen gilt, dass Messwerte auf dem Omicron Prüfgerät vorgegeben wurden und diese jeweils mit dem SICAM EGS und dem SICAM Q200 gemessen wurden. Gegenstand des Vergleichs sind jeweils die Abweichung der gemessenen Werte auf den Messgeräten und die Messwertvorgaben. In Tabelle 6.1 sind die Messunsicherheiten inklusive Messbereiche, die jeweils für Klasse A und Klasse S gemäß DIN EN 61000-4-30 gelten, angegeben. Für die Klasse A bedeutet die Tabelle bei einer Spannung U_{din} eine maximale Messgenauigkeit von ± 230 mV. Die Klasse S lässt für dieselbe Spannung U_{din} eine Unsicherheit von ± 1.15 V zu. U_{din} ist in der Norm als vereinbarte Versorgungsspannung definiert.

Tabelle 6.1: Messunsicherheiten für Spannungsmessungen gemäß DIN EN 61000-4-30 [1]

Messgeräte Klasse	Messbereich		Messunsicherheit	
	Untere Grenze	Obere Grenze	Untere Grenze	Obere Grenze
Klasse A	10 % von U_{din}	150 % von U_{din}	-0.1 % von U_{din}	+0.1 % von U_{din}
Klasse S	20 % von U_{din}	120 % von U_{din}	-0.5 % von U_{din}	+0.5 % von U_{din}

Messungen der Strangspannungen

Grundsätzlich wurden auf dem Omicron Prüfgerät jeweils die gleichen Vorgabewerte gleichzeitig auf allen drei Phasen (U_1, U_2, U_3) eingestellt. Für das SICAM Q200 ist das im gesamten Messbereich möglich, da es über eine externe Versorgung verfügt. Bei dem SICAM EGS ist das aufgrund der Versorgung

durch die Messspannung und der Tatsache, dass das Gerät eine Spannung von 100 V benötigt, nicht möglich. Um diesen Aspekt zu berücksichtigen wurde der Messbereich 0 – 100 V zwei Mal gemessen. Zuerst wurde U_1 auf 100 V eingestellt und mit U_2 und U_3 durchiteriert. Anschließend wurden U_2 und U_3 auf 100 V belassen und mit U_1 durchiteriert. Ab 100 V ist eine synchrone Messung aller drei Phasen, wie bei dem SICAM Q200, möglich.

Die Vorgehensweise der Spannungsmessungen ist beispielhaft für die Phase 1 in Abbildung 6.3 dargestellt. Die nachfolgend beschriebene Methode wurde jedoch für die beiden weiteren Spannungsphasen analog durchgeführt. Die Spannungen wurden im Bereich von 0 bis 265 V in 10 V Schritten gemessen. Im Bereich von 190 V bis 255 V wurde in einem engeren Raster mit 1 V Abständen gemessen. Der Grund für ein engeres Raster in diesem Bereich ist die Norm EN 50160. Darin wird gefordert, dass sich die Versorgungsspannung in einem Niederspannungsnetz in einem Band von +10 % und –15 % von U_n (230 V) bewegt. Dieses Spannungsband muss während der gesamten Zeit eines Jahres eingehalten werden und erstreckt sich in Spannungswerten umgerechnet von 195.5 V bis 253 V. Die in der Grafik schwarz dargestellte Gerade zeigt die gemessene Spannung in Abhängigkeit von der vorgegebenen Spannung. Die Kreuze in blau für den SICAM EGS und in orange für das SICAM Q200 repräsentieren die gewählten Messpunkte für die Spannung U_1 . Die Abbildung verdeutlicht, dass die Messungen in erster Näherung auf der vorgegebenen Geraden liegen. Eine detailliertere Darstellung der Ergebnisse ist in den nachfolgenden Abbildungen gegeben.

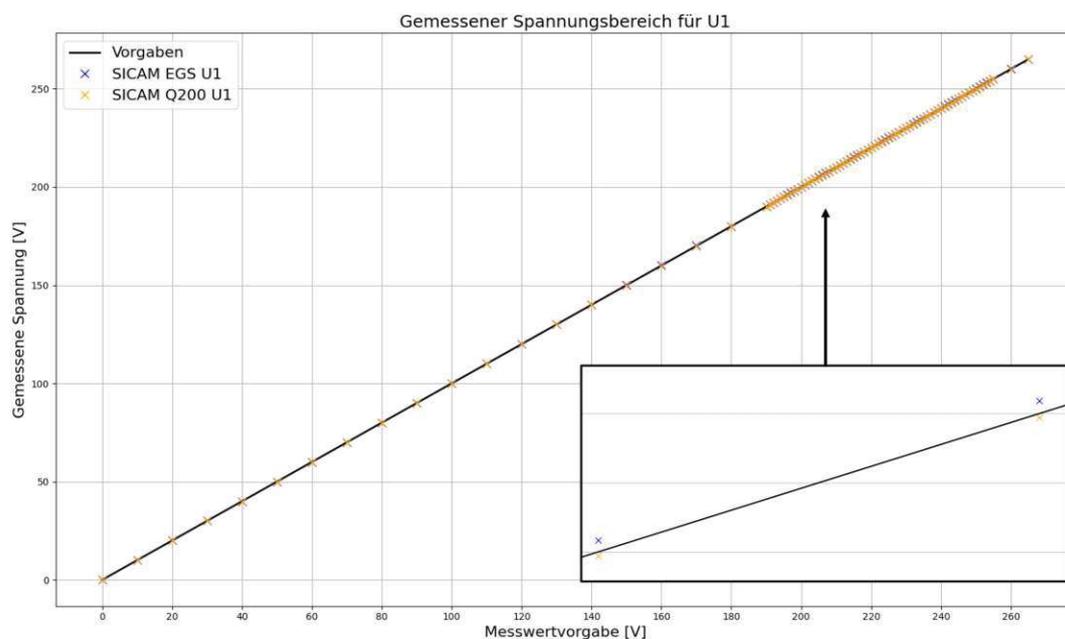


Abbildung 6.3: Vorgaben der Spannungswerte für die Spannung U_1

In Abbildung 6.4 sind die gemessenen Abweichungen der Spannungsphase U_1 in Abhängigkeit der Messwertvorgabe für den SICAM EGS und das SICAM Q200 über den gesamten Messbereich von 0 – 265 V dargestellt. Die rot strichliert dargestellte Linie visualisiert die maximal zulässigen Messunsicherheiten für die Klasse A nach DIN EN 61000-4-30 mit ± 230 mV. Die maximale Abweichung für U_1 beträgt für den SICAM EGS 116 mV. Beim SICAM Q200 konnte eine maximale Messabweichung von 41 mV festgestellt werden. Es zeigt sich, dass der SICAM EGS im direkten Vergleich mit dem Klasse A Gerät grundsätzlich ungenauere Messergebnisse liefert. Allerdings liegen die Abweichungen noch deutlich unter den für die genauere Messklasse im analysierten Messbereich definierten Grenzen. Zudem ist zu beobachten, dass die Messunsicherheit mit höherer Messspannung bei beiden Geräten ansteigt. Der SICAM EGS misst über den gesamten Messbereich mehr als die vorgegebene Spannung, hingegen weichen die Messwerte des SICAM Q200 leicht negativ ab.

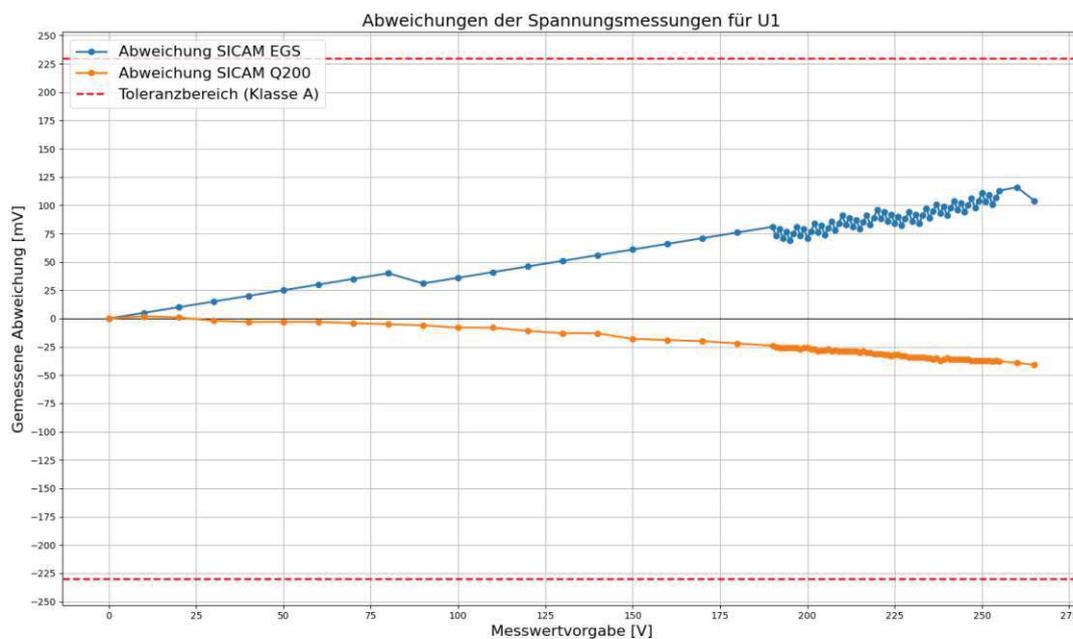


Abbildung 6.4: Vergleich der Spannungsmessungen U_1 gesamt

Das Ergebnis für die Spannungsphase U_1 ist in dem von der Norm EN 50160 vorgegebenen Bereich 190 V bis 255 V detaillierter in Abbildung 6.5 dargestellt. Aufgrund eines Messintervalls von 1 V ist hier ein Qualitätsunterschied der beiden untersuchten Messgeräte erkennbar. Der SICAM EGS zeigt Quantisierungseffekte, die beim SICAM Q200 nicht auftreten. Dies lässt sich mit einer höheren Auflösung in der Analog-Digital-Wandlung des SICAM Q200 im Vergleich zum SICAM EGS erklären.

Die Abbildung 6.6 stellt die gemessene Abweichung der Spannungsphase U_2 abhängig von der Messwertvorgabe für beide Messgeräte dar. In der vorliegenden Darstellung sind die Toleranzgrenzen,

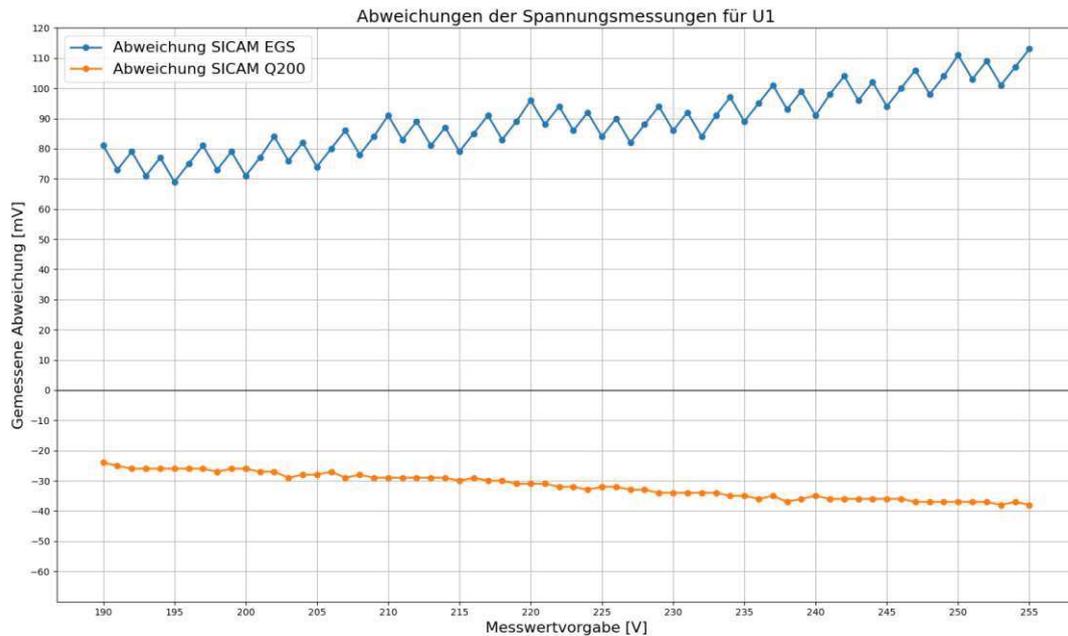


Abbildung 6.5: Vergleich der Spannungsmessungen U_1

wie bereits zuvor, enthalten (rot strichlierte Linie). Die maximalen Abweichungen für den gegebenen Messbereich betragen für den SICAM EGS 92 mV und für das SICAM Q200 56 mV. Somit zeigt der SICAM EGS für die Spannung U_2 eine etwas bessere Performance als bei der Spannung U_1 , während das Ergebnis des SICAM Q200 minimal schlechter ausfällt als zuvor. In Summe ergibt sich jedoch ein sehr ähnliches Bild. Das SICAM Q200 liefert genauere Ergebnisse, es liegen jedoch beide Messgeräte mit ausreichendem Abstand innerhalb der Toleranz. Wie bereits bei der ersten Messung festgestellt, nimmt die Messabweichung beider Geräte mit steigender Messspannung zu.

Eine detailliertere Darstellung der Messergebnisse im Messbereich von 190 V bis 255 V für die Spannungsphase U_2 ist in Abbildung 6.7 gegeben. Es zeigen sich, ähnlich zu den vorigen Messergebnissen, eine Abweichung des SICAM EGS nach oben und eine Unterabweichung der Resultate für das SICAM Q200. Wie aus der ersten Messung zu erwarten war, lassen sich auch hier die Effekte der Analog-Digital-Wandlung für den SICAM EGS beobachten.

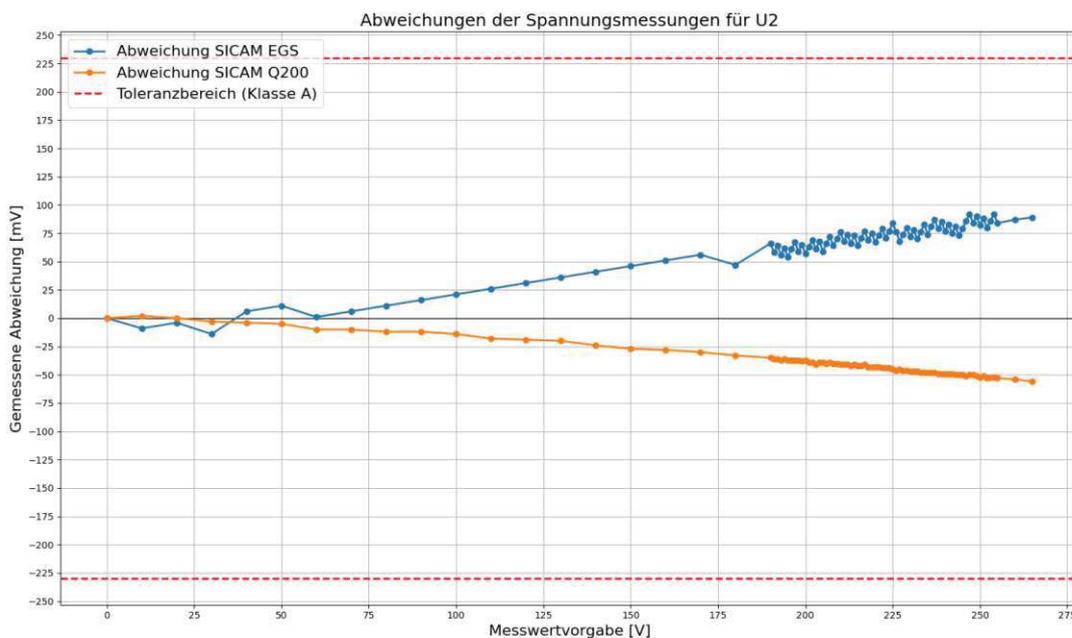


Abbildung 6.6: Vergleich der Spannungsmessungen U_2 gesamt

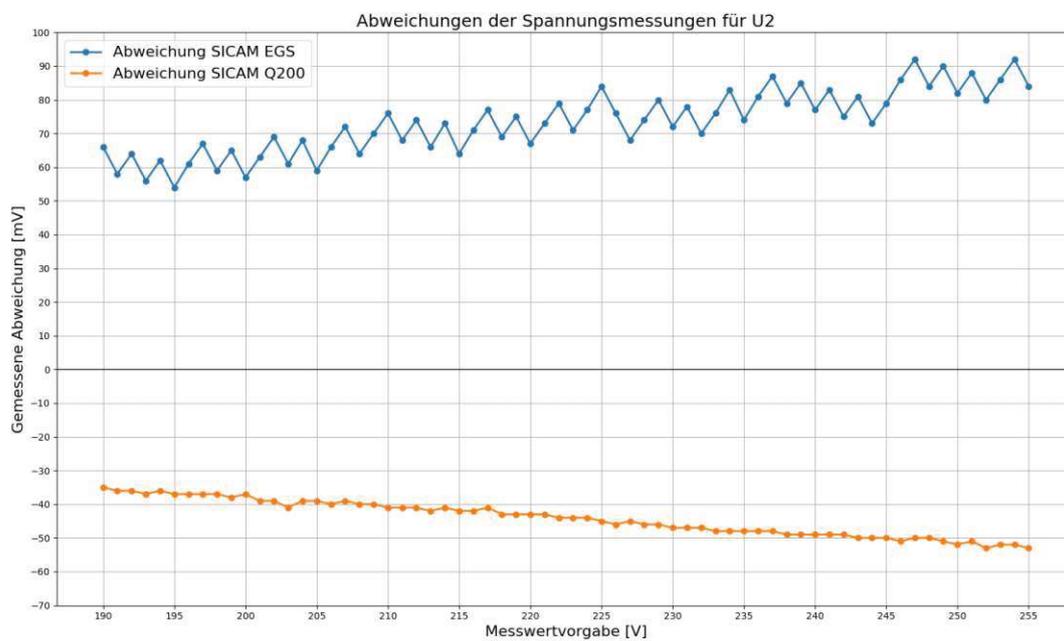


Abbildung 6.7: Vergleich der Spannungsmessungen U_2

Die Messergebnisse über den gesamten Spannungsbereich für die Strangspannung U_3 sind in Abbildung 6.8 visualisiert. Wie in vorherigen Messungen sind die beiden Messergeräte (blau: SICAM EGS

und orange: SICAM Q200), sowie die zulässigen Messabweichungen nach Klasse A (rot strichliert) dargestellt. In Bezugnahme auf die zuvor gemessenen Spannungen zeigt der SICAM EGS ein ähnliches Verhalten, wobei eine maximale Abweichung von 109 mV zu verzeichnen ist. Das SICAM Q200 zeigt eine signifikante Reduktion der Messabweichung im Vergleich zu den bisherigen Ergebnissen, wobei die Abweichung maximal 6 mV beträgt. Erneut ist eine gute Einhaltung der Toleranzbereiche für die Klasse A bei beiden Geräten gegeben. Für die Spannung U_3 ist nur für den SICAM EGS eine steigende Messabweichung mit steigender Messspannung erkennbar. Dieses Phänomen, das bei beiden Geräten bei U_1 und U_2 aufgetreten ist, ist bei dieser Messung für das SICAM Q200 nicht zu erkennen. Die Abweichungen für dieses Messgerät betragen ab einer Spannungsvorgabe von 190 V konstant zwischen 4 und 6 mV.

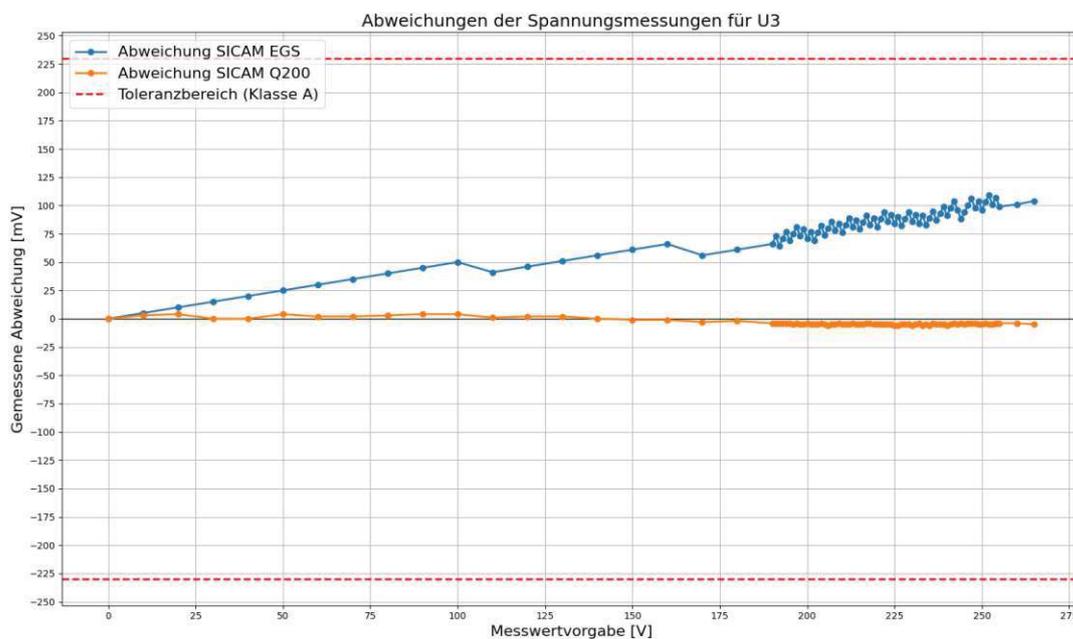
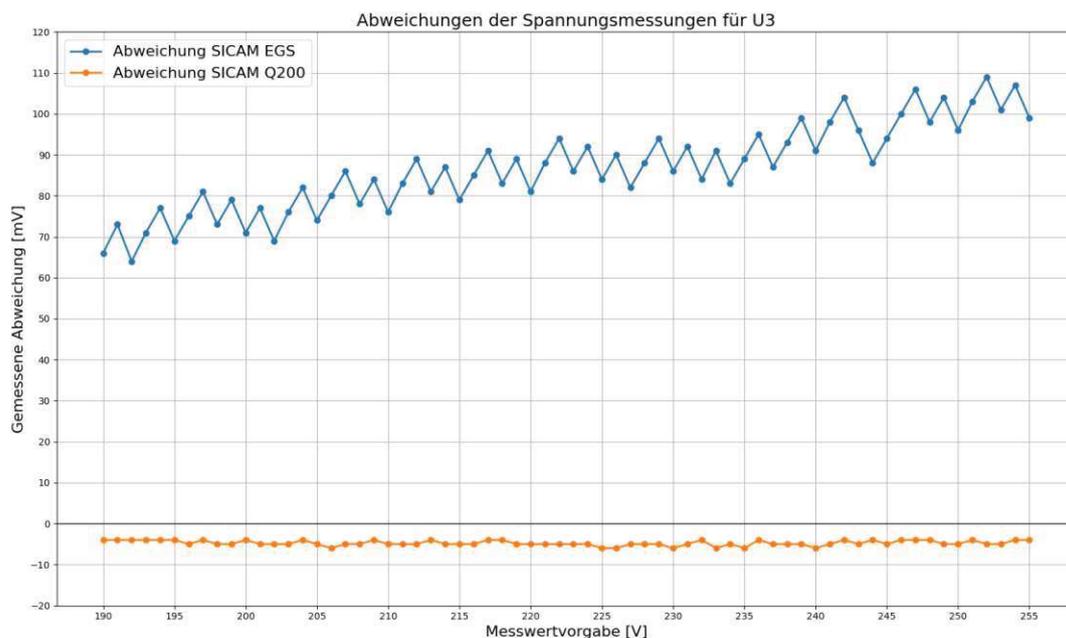


Abbildung 6.8: Vergleich der Spannungsmessungen U_3 gesamt

In der Abbildung 6.9 sind die Messabweichungen der beiden Geräte wiederum im Spannungsbereich von 190 V bis 255 V dargestellt. Hierbei wird ersichtlich, dass das SICAM Q200 eine bereits erwähnte, konstante Abweichung aufweist. Auch zeigen sich die aus den vorangegangenen Messungen erwarteten Effekte der Analog-Digital-Wandlung für den SICAM EGS.

Messungen der Außenleiterspannungen

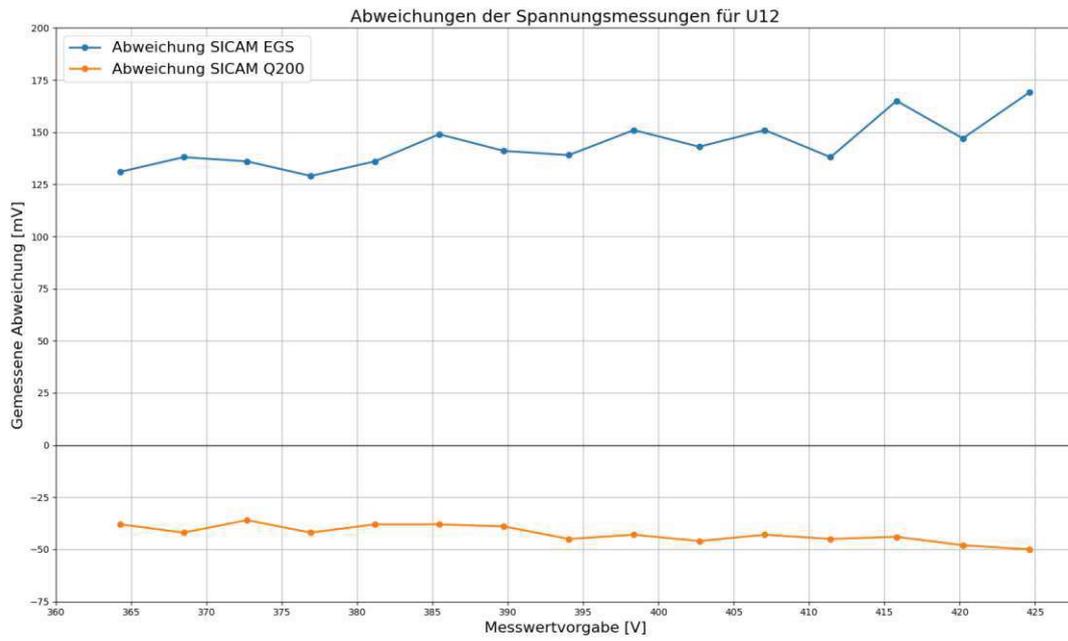
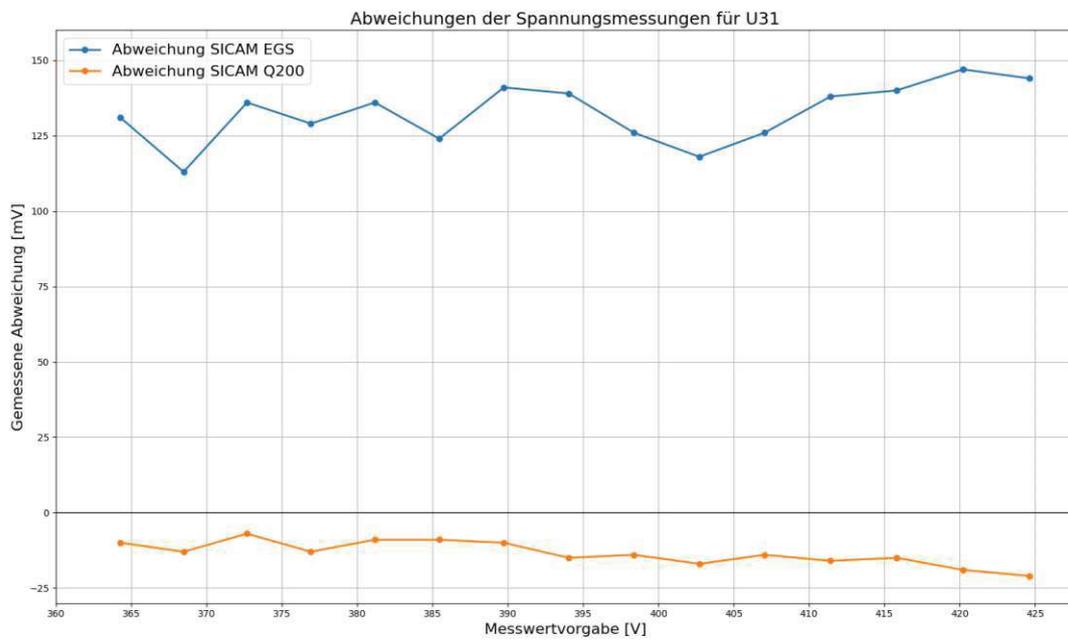
Für die Messungen der Außenleiterspannungen wurde derselbe Messaufbau verwendet, der bereits bei den Messungen der Strangspannungen Anwendung fand. Zur Vorgabe der Messpunkte wurden die

Abbildung 6.9: Vergleich der Spannungsmessungen U_3

Strangspannungen U_1 , U_2 und U_3 mit dem Omicron CMC 256 plus eingestellt. Die Außenleiterspannungen werden vom SICAM EGS aus den Strangspannungen berechnet. Daher werden zur Reduzierung des Messaufwandes und aufgrund einer Redundanz der Ergebnisse die Messungen auf U_{12} und U_{31} beschränkt. Eine Variation der vorgegebenen Messpunkte erfolgt durch ein Durchhiterieren der Spannung U_1 im Bereich von 190 V und 260 V in 5 V Schritten. Unter Beibehaltung der Spannungswerte U_2 und U_3 auf 230 V erhält man mit dieser Methode verschiedene Messpunkte für U_{12} und U_{31} . Eine weitere Einschränkung dieser Messung ist die Vorgabe eines symmetrischen Systems mit jeweils 120° Phasenverschiebung zwischen den Spannungsphasen. Die notwendigen theoretischen Hintergründe und Berechnungsmöglichkeiten sind dem Kapitel 2.1 zu entnehmen.

Die Abbildung 6.10 präsentiert die Messergebnisse für die Spannung U_{12} . Auf der vertikalen Achse wird die gemessene Abweichung in Abhängigkeit der Messwertvorgabe in mV dargestellt. Die maximale Abweichung des in blau dargestellten SICAM EGS beträgt 169 mV, während das SICAM Q200 maximal um 50 mV abweicht. Die maximal zulässige Abweichung von 230 mV für Klasse A wird damit von beiden Messgeräten in dem gemessenen Intervall eingehalten.

In Abbildung 6.11 sind die Messergebnisse für die Spannung U_{31} dargestellt. Bei dieser Spannungsmessung beträgt die maximale Abweichung bei dem SICAM EGS maximal 151 mV, das SICAM Q200 weicht um maximal 30 mV ab. Es zeigt sich auch bei dieser Messung, dass das SICAM Q200 zwar genauer im Sinne von weniger Abweichung ist, die Klasse A aber für beide Messgeräte eingehalten wird.

Abbildung 6.10: Vergleich der Spannungsmessungen U_{12} Abbildung 6.11: Vergleich der Spannungsmessungen U_{31}

6.1.3 Frequenzmessungen

Der folgende Abschnitt beschäftigt sich mit den Vergleichsmessungen der Netzfrequenz. Der Messaufbau aus Abbildung 6.1 gilt auch bei der Frequenzmessung, jedoch wurden keine Ströme auf dem Omicron CMC 256 plus eingestellt. Als Basis der Messreihe dient die Norm DIN EN 61000-4-30. Die in dieser Norm vorgegebenen Messgenauigkeitsgrenzen für die Klassen A und S sind in der Tabelle 6.2 gelistet. Für die Klasse A dürfen die Messergebnisse um ± 10 mHz abweichen, hingegen ist für die Klasse S eine Abweichung von ± 50 mHz vom wahren Wert erlaubt. Die in der Tabelle verwendeten Messbereiche wurden auch in den Messungen als Vorgabewerte umgesetzt.

Tabelle 6.2: Messunsicherheiten für Frequenzmessungen gemäß DIN EN 61000-4-30 [1]

Messgeräte Klasse	Messbereich		Messunsicherheit	
	Untere Grenze	Obere Grenze	Untere Grenze	Obere Grenze
Klasse A	42.5 Hz	57.5 Hz	- 10 mHz	+ 10 mHz
Klasse S	42.5 Hz	57.5 Hz	- 50 mHz	+ 50 mHz

Die folgende Abbildung 6.12 veranschaulicht den Messvorgang zur Ermittlung der Frequenz. Auf der vertikalen Achse sind die gemessenen Werte in blau (SICAM EGS) und orange (SICAM Q200) in Abhängigkeit von den vorgegebenen Werten dargestellt. Die schwarze Linie repräsentiert die Vorgaben ohne Abweichung. Gemessen wurde die Frequenz im Bereich 42.5 Hz bis 57.5 Hz mit einer Schrittweite von 0.5 Hz. Da die Netzfrequenz gemäß der Norm EN 50160 in einem Kalenderjahr zwischen 47 Hz und 52 Hz liegen muss, wurde in diesem Bereich ein engeres Raster von 0.5 Hz gewählt. Diese Vorgehensweise, mit dem Bezug zur Netzqualitätsnorm, wurde analog zur Spannungsmessung durchgeführt.

Die Messergebnisse der Frequenzmessung über den gesamten Vorgabebereich sind in Abbildung 6.13 dargestellt. Das Klasse A Gerät SICAM Q200 (orange) hat über den gesamten Bereich eine Abweichung von 0 mHz. Bei dem SICAM EGS (blau) liegt die maximal ermittelte Abweichung bei 2 mHz. Die rot strichlierten Linien zeigen die erlaubten Messunsicherheiten der Klasse A von ± 10 mHz. Es ist zu erkennen, dass beide Geräte deutlich unterhalb der Toleranz liegen. Für diesen Messbereich ist daher auch dem SICAM EGS eine Klasse A Genauigkeit zuzuordnen.

Die Abbildung 6.14 stellt den engeren Bereich der Messungen gemäß der Netzqualitätsnorm EN 50160 dar. Für den SICAM EGS ergeben sich sechs Messpunkte mit einer Abweichung von ± 2 mHz. An den restlichen Messpunkten beträgt die Abweichung 0 oder 1 mHz.

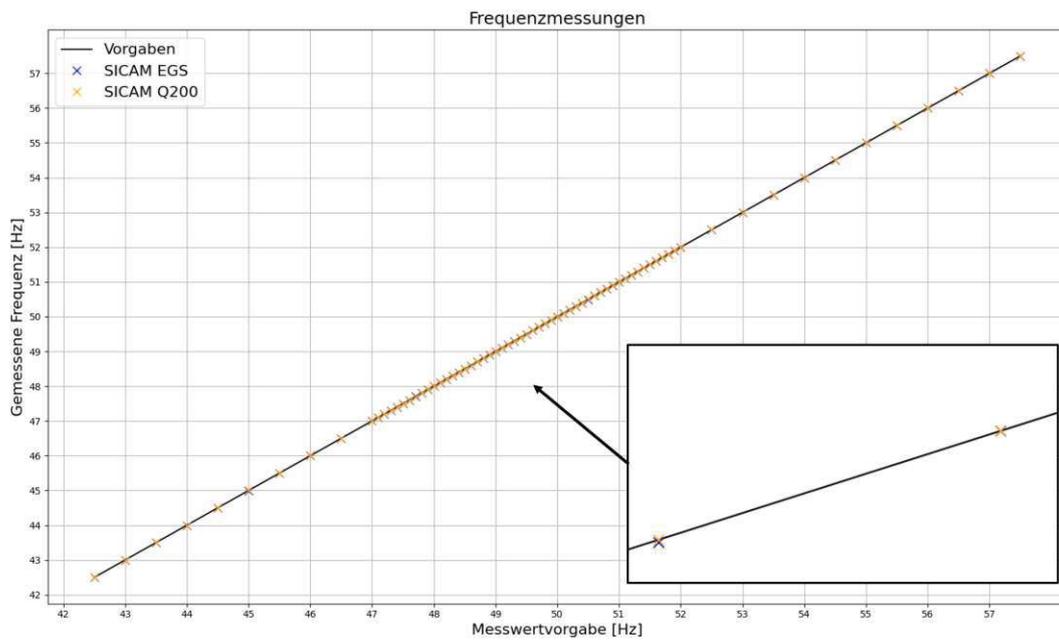


Abbildung 6.12: Vorgaben der Frequenzmessungen

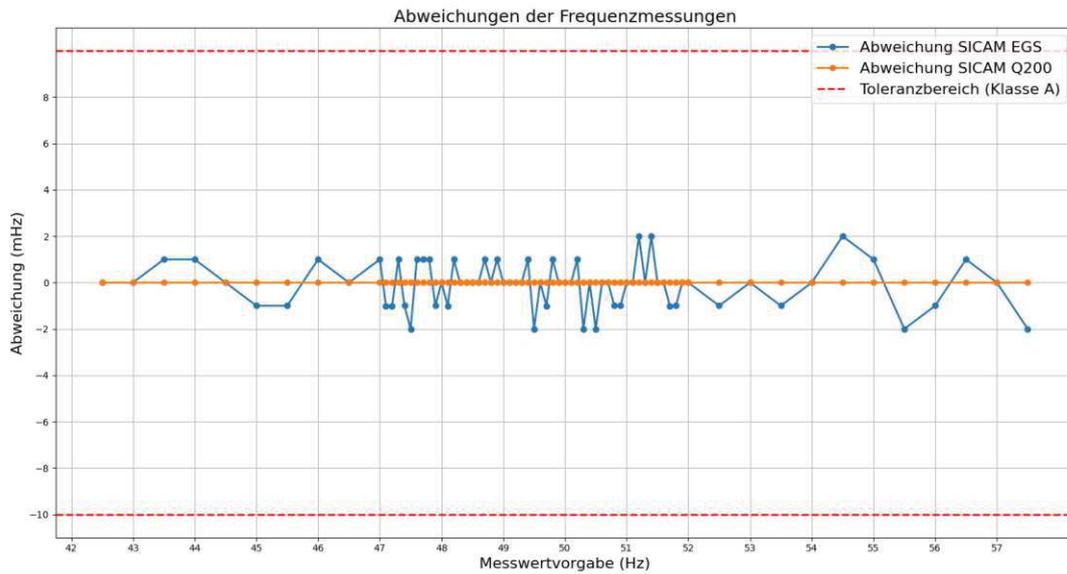


Abbildung 6.13: Vergleich der Frequenzmessungen gesamt

6.1.4 Messungen mit Oberschwingungen

Der SICAM EGS bietet die Möglichkeit Oberschwingungen in Form der Oberschwingungsgesamtverzerrung (THD) zu bestimmen. Dazu werden von dem Messgerät Oberschwingungsanteile bis zur

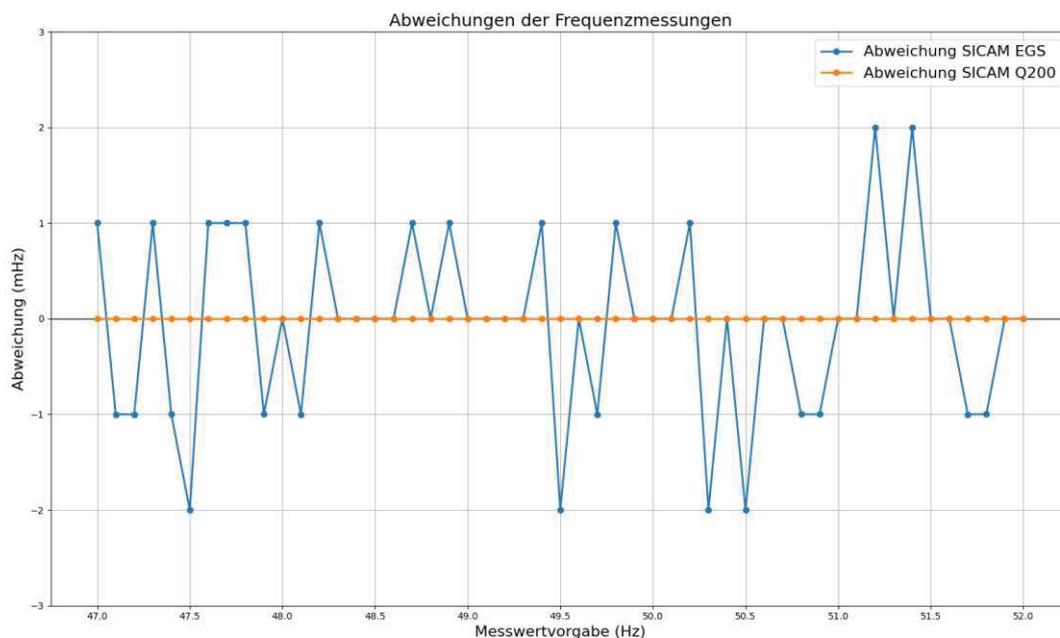


Abbildung 6.14: Vergleich der Frequenzmessungen

25. Harmonischen bestimmt und die gesamte Verzerrung berechnet. Daher ist der Vergleich der beiden Geräte bei diesem Parameter auf das THD beschränkt.

Das Omicron CMC 256 plus bietet nicht die Möglichkeit ein THD vorzugeben, um damit vergleichende Messungen durchzuführen. In der Norm EN 50160 sind maximal zulässige relative Spannungsamplituden für jede Ordnungszahl der Harmonischen bis zur 25. Ordnung für Niederspannungsnetze angegeben. Diese relativen Spannungsamplituden und ihre zugehörigen Ordnungszahlen der Harmonischen sind in Tabelle 6.3 dargestellt. Gleichzeitig bietet die Tabelle die Grundlage für die Vergleichsmessungen im Bereich der Oberschwingungen.

Die Messungen hinsichtlich der Oberschwingungen wurden wie folgt durchgeführt:

- Im Rahmen der durchgeführten Messungen wurde die Phase U_1 verwendet und somit die Berechnung von THD_1 durchgeführt.
- Für den ersten Messpunkt wurden alle Harmonischen nach Tabelle 6.3 mit dem Omicron CMC 256 plus manuell eingestellt. Dazu bietet das Omicron Gerät eine Möglichkeit die vorgegebenen Werte zeilenweise mit den geforderten Werten einzustellen.
- Im Anschluss an die Einstellung wurden die Werte für THD_1 mit dem SICAM EGS und dem SICAM Q200 bestimmt und in einer Messergebnistabelle abgespeichert.
- Anschließend wurde die 25. Harmonische aus der Vorgabe herausgenommen, sodass nur mehr die ersten 24 Harmonischen der Tabelle gemessen wurden.

- Der vorherige Schritt wurde wiederholt, bis nur noch die Grundschiwingung (mit $THD = 0\%$) gemessen wurde.

Mit dieser Messmethode ist es möglich 25 Messpunkte zu erzeugen, die an beiden Messgeräten verglichen werden können. Die vorgegebenen THD Werte in % können gemäß der Formel aus Kapitel 2.1.2 berechnet werden.

Tabelle 6.3: Spannungswerte der Harmonischen für THD-Messungen gemäß EN 50160 [2]

Ungeradzahlige Harmonische				Geradzahlige Harmonische	
Keine Vielfache von 3		Vielfache von 3			
Ordnung der Harmonischen	Relative Spannungsamplitude [%]	Ordnung der Harmonischen	Relative Spannungsamplitude [%]	Ordnung der Harmonischen	Relative Spannungsamplitude [%]
5	6.0	3	5.0	2	2.0
7	5.0	9	1.5	4	1.0
11	3.5	15	1.0	6-24	0.5
13	3.0	21	0.75		
17	2.0				
19	1.5				
23	1.5				
25	1.5				

In Abbildung 6.15 sind die Messergebnisse für die beiden Vergleichsgeräte über die 25 Messpunkte dargestellt. Der erste Messpunkt umfasst sämtliche 25 Harmonischen und führt daher zum größten THD. Bei dem 25. Messpunkt existiert nur noch die Grundschiwingung, das THD beträgt daher bei beiden Geräten 0%. Eine Abweichung des SICAM EGS von den Messwerten des SICAM Q200 zeigt sich insbesondere bei den ersten Messpunkten, bei denen ein hoher Anteil an Oberschwingungen vorliegt. Des Weiteren lässt sich aus der Abbildung ableiten, dass der SICAM EGS bei der Entfernung geradzahliger Harmonischer, insbesondere bis zum Messpunkt 15, keine Veränderung der Messwerte zwischen dem aktuellen und darauffolgenden Messpunkt aufweist. Erst bei dem jeweils folgenden Messpunkt, an dem eine ungeradzahlige Harmonische entfernt wird, tritt eine Wertänderung auf. Dazu ist ein Blick in Tabelle 6.3 notwendig, in der angegeben ist, dass geradzahlige Harmonische ab der 6. Ordnung 0.5% der Spannungsamplitude ausmachen. Daraus lässt sich ableiten, dass diese Amplitudenänderung für den SICAM EGS zu klein ist, um eine Änderung im Messergebnis hervorzurufen.

Die gemessenen Abweichungen von den berechneten THD Werten der beiden Geräte sind in Abbildung 6.16 gezeigt. Darin ist eine sehr gute Genauigkeit des SICAM Q200 mit einer maximalen Abweichung von 0.03% zu sehen. Die in der vorherigen Abbildung dargestellte Erkenntnis wird in der vorliegenden Abbildung bestätigt. Es zeigt sich, dass die Genauigkeit des SICAM EGS in den ersten Messpunkten geringer ist und mit abnehmenden Anteilen an Oberschwingungen zunimmt.

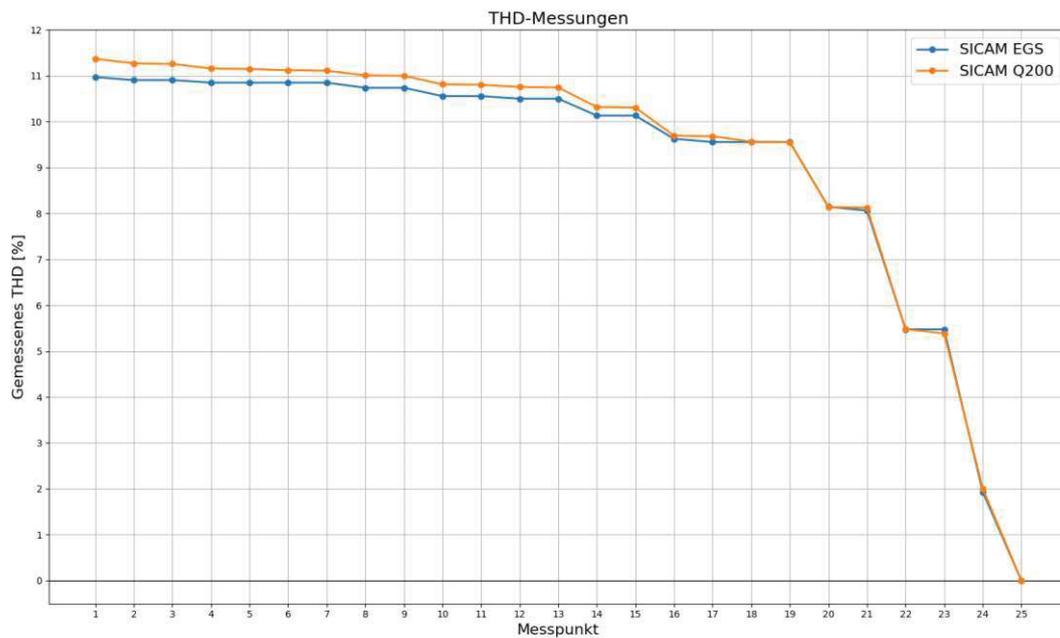


Abbildung 6.15: Vergleich der THD-Messungen zwischen SICAM EGS und SICAM Q200

Die maximale Abweichung des SICAM EGS beträgt 3.54 % und tritt beim ersten Messpunkt mit allen Harmonischen auf.

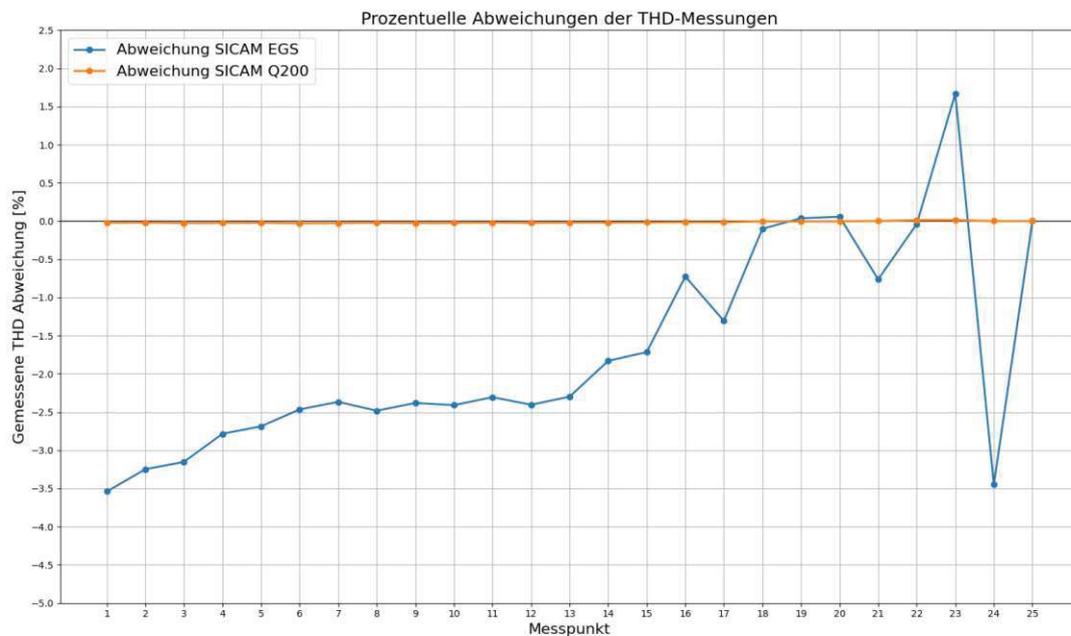


Abbildung 6.16: Abweichungen der THD-Messungen

6.1.5 Strom- und Leistungsmessungen

In den Netzspannungsqualitätsnormen sind keine Strom- oder Leistungsmessungen definiert. Dennoch wurden diese Messungen für ein Monitoring der aktuellen Netzzustandsdaten durchgeführt, um die Qualität des SICAM EGS mit der des SICAM Q200 zu vergleichen. Die Durchführung der Strommessungen erfolgte in einer analogen Vorgehensweise zu den vorherigen Messungen. Die jeweiligen Stromwerte wurden mittels Omicron CMC 256 plus vorgegeben und die Ergebnisse für beide Geräte bestimmt. Für diese Messungen wurde wieder der Aufbau aus Abbildung 6.1 mit einer Windungszahl $N = 1$ der Zuleitung verwendet. Eine Besonderheit der vorliegenden Messungen ist, dass für das SICAM Q200 kein Messwandler¹ zur Verfügung stand und die Messung mit dem direkten Stromeingang durchgeführt werden musste. Aus diesem Grund wurde die Vergleichsmessung der beiden Geräte in einem Strombereich von 0 bis 5 A mit einer Schrittweite von 0.5 A durchgeführt.

Das Ergebnis dieser Messung ist in Abbildung 6.17 dargestellt. Wie bereits in vorherigen Vergleichen ist die gemessene Abweichung in mA in Abhängigkeit der Messwertvorgabe für beide Geräte gezeichnet. In dem gemessenen Strombereich zeigt der SICAM EGS eine maximale Abweichung von 50 mA das SICAM Q200 kommt auf eine Abweichung von 3 mA. Dieser Unterschied ist durch zwei Effekte zu erklären. Einerseits werden Ströme auf dem SICAM EGS mittels Rogowski-Spulen (siehe Abschnitt 2.1.3) gemessen, die begrenzte Genauigkeiten aufweisen. Zusätzlich hängen die Messergebnisse bei den Messungen mit Rogowski-Spulen von der Ausrichtung des Leiters innerhalb der Spulen ab. Andererseits kann die gemessene Abweichung des SICAM EGS von dem SICAM Q200 durch den gewählten Messbereich erklärt werden. Der SICAM EGS ist für einen Messbereich bis 1000 A ausgelegt. Das bedeutet, dass die Hardware, insbesondere der Analog-Digital-Wandler für den gesamten Bereich ausgelegt sein muss. Eine Untersuchung der Genauigkeit in dem vergleichbar kleinen Intervall bis 5 A führt daher zu dem vorliegenden Ergebnis. In Anbetracht dieser beiden Gründe ist beispielsweise eine Abweichung von 50 mA bei einem Messwert von 3.2 A (das entspricht einer Abweichung von 1.56 %) für ein generelles Monitoring der aktuellen Stromauslastung vertretbar. Das SICAM Q200 zeigt für den Messbereich, erwartbar durch die direkte Messung, mit maximal 3 mA eine sehr geringe Abweichung.

Für den SICAM EGS wurde für eine Genauigkeitsmessung die Strommessung mit dem Aufbau aus 6.1 mit $N = 100$ wiederholt. Eine Windungszahl der Zuleitung N von 100 Windungen bedeutet, dass ein Strom, der aus dem Omicron CMC 256 plus fließt, mit dem Faktor 100 multipliziert wird. Daraus ergibt sich für das gleiche Einstellungsintervall an dem Omicron Gerät ein Messbereich von 0 bis 500 A. Aufgrund des direkten Stromeingangs des SICAM Q200 können die folgenden Messungen nur mit dem SICAM EGS durchgeführt werden.

¹Messwandler sind kleine Transformatoren und dienen zur Anpassung an den Messbereich der jeweiligen Messgeräte. Dazu werden die wertemäßig hohen Primärgrößen auf niedrige Sekundärgrößen umgewandelt [53].

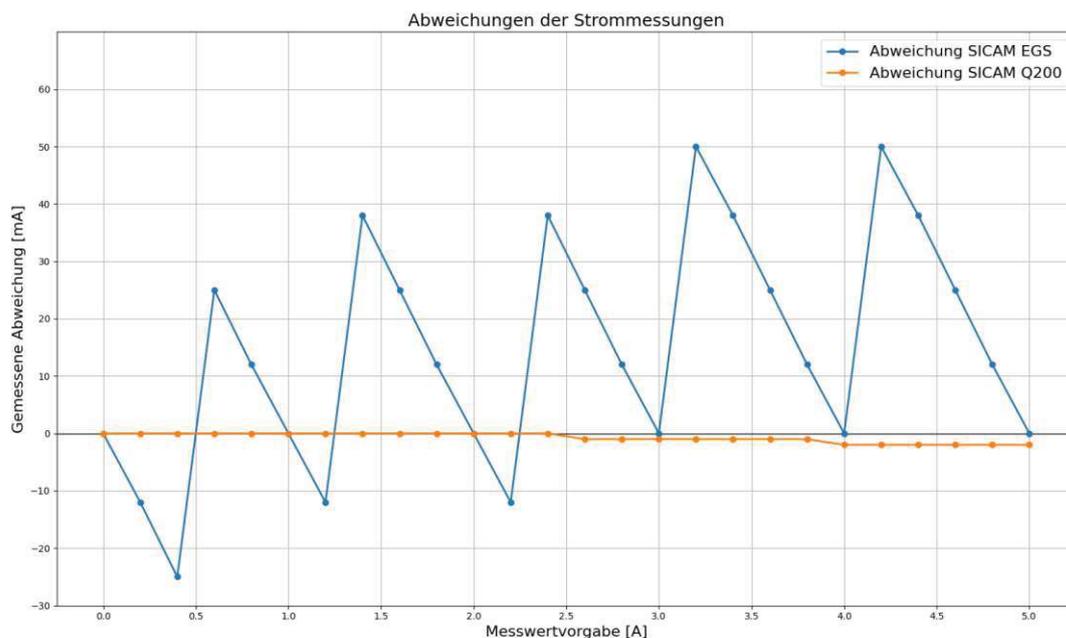


Abbildung 6.17: Vergleich der Strommessungen

Für die folgenden beiden Messungen wurde der Strombereich von 0 bis 5 A beibehalten, allerdings mit einer Schrittweite von 0.2 A. Für eine Windungszahl von $N = 100$ ergibt sich somit ein Messbereich von 0 bis 500 A bei 20 A Schritten. Abbildung 6.18 zeigt die gemessene Stromabweichung in mA für den SICAM EGS im Laborbetrieb. Unter Laborbetrieb ist eine präzise Ausrichtung der Rogowski-Spulen zu verstehen. Dazu wurde die Spule unter Anzeige des aktuellen Messwertes über dem Leiter solange ausgerichtet, bis der Leiter exakt in der Mitte der Spule positioniert war und der Messwert dem vorgegebenen Wert entsprach. Bei dieser Messung ergibt sich eine maximale Stromabweichung von 62 mA. Für den Worst-Case in prozentueller Abweichung ergeben sich 0.155 % Abweichung (62 mA Abweichung bei 40 A Stromstärke).

Die zuvor beschriebene Messung wurde zudem im sogenannten Praxisbetrieb durchgeführt. Hierbei handelt es sich zwar auch um eine Messung im Labor, allerdings werden in der Regel die Rogowski-Spulen nicht extra ausgerichtet, sondern über den stromführenden Leiter gewickelt. Hierbei wird in der Praxis häufig nicht sichergestellt, dass sich der Leiter genau in der Mitte der Rogowski-Spule befindet, was zu einer Zunahme von Ungenauigkeiten führen kann. In Abbildung 6.19 ist zu erkennen, dass die absolute Abweichung mit steigender Stromstärke zunimmt. Die maximale Stromabweichung ergibt sich jedoch genau gleich wie bei der vorigen Messung zu 0.155 % bei einer Stromstärke von 40 A. Der deutliche Unterschied liegt daher nicht in der Höhe der Abweichung, sondern in der Häufigkeit. Beim direkten Vergleich der Abbildungen 6.18 und 6.19 wird deutlich, dass im Praxisbetrieb wesentlich

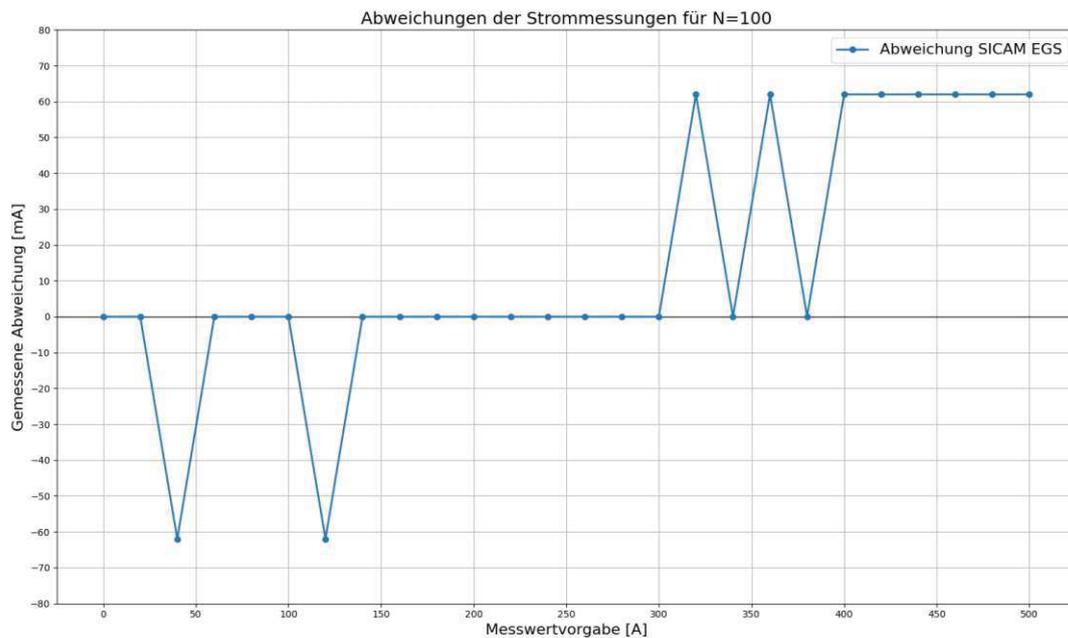


Abbildung 6.18: Strommessungen mit dem EGS bei $N=100$ unter Laborbedingungen

häufiger Abweichungen auftreten. Es ist daher anzuraten, die Rogowski-Spulen bei einem Einsatz in der Praxis einmalig zentriert um die stromführenden Leiter auszurichten, um bessere Ergebnisse zu erzielen.

Für die Leistungsmessungen wurde wieder der Messaufbau aus Abbildung 6.1 mit $N = 1$ verwendet, um beide Geräte vergleichen zu können. Um Vorgabewerte zu erhalten wurde auf dem Omicron Gerät für eine Phase $U = 230 \text{ V}$ und $I = 1 \text{ A}$ eingestellt und anschließend die Winkel der Spannung im Bereich 0° bis 180° in 10° Schritten variiert. Auf diese Weise erhält man eine Variaton der Wirk- und Blindleistung. In Abbildung 6.20 sind die gemessenen Scheinleistungen beider Geräte in Abhängigkeit der vorgegebenen Spannungswinkel dargestellt. Die Scheinleistung S , die sich auch aus der Wirkleistung P und der Blindleistung Q zusammensetzt, errechnet sich in diesem Fall zu:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = U \cdot I = 230 \text{ V} \cdot 1 \text{ A} = 230 \text{ VA} \quad (6.1)$$

In der Abbildung 6.20 ist daher eine Gerade für beide Messgeräte zu sehen, da die Scheinleistung nicht winkelabhängig ist.

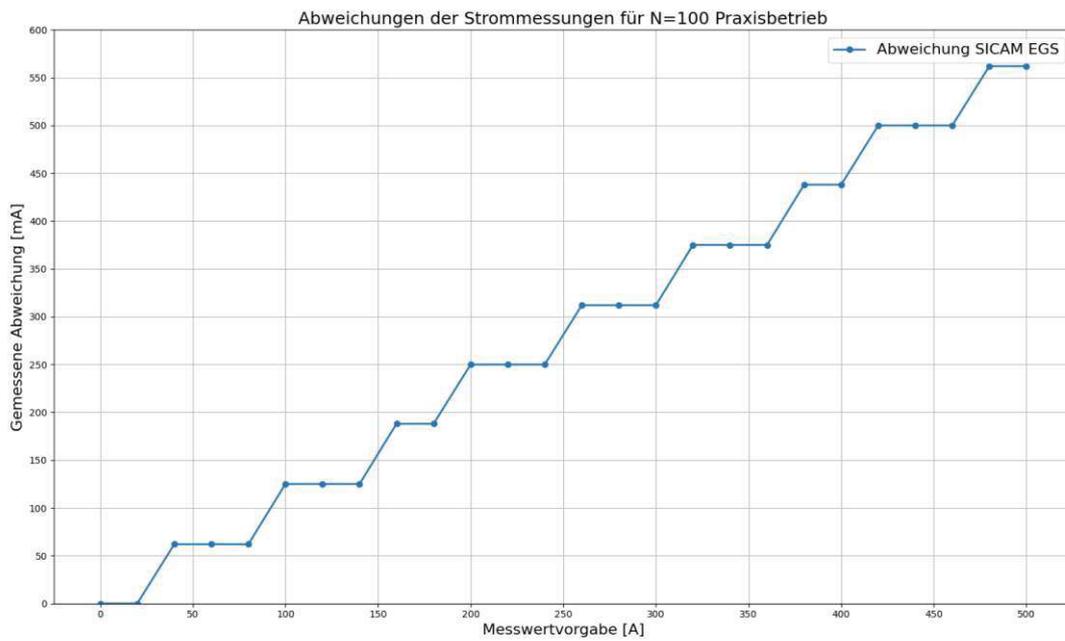


Abbildung 6.19: Strommessungen mit dem EGS bei N=100 unter Praxisbedingungen

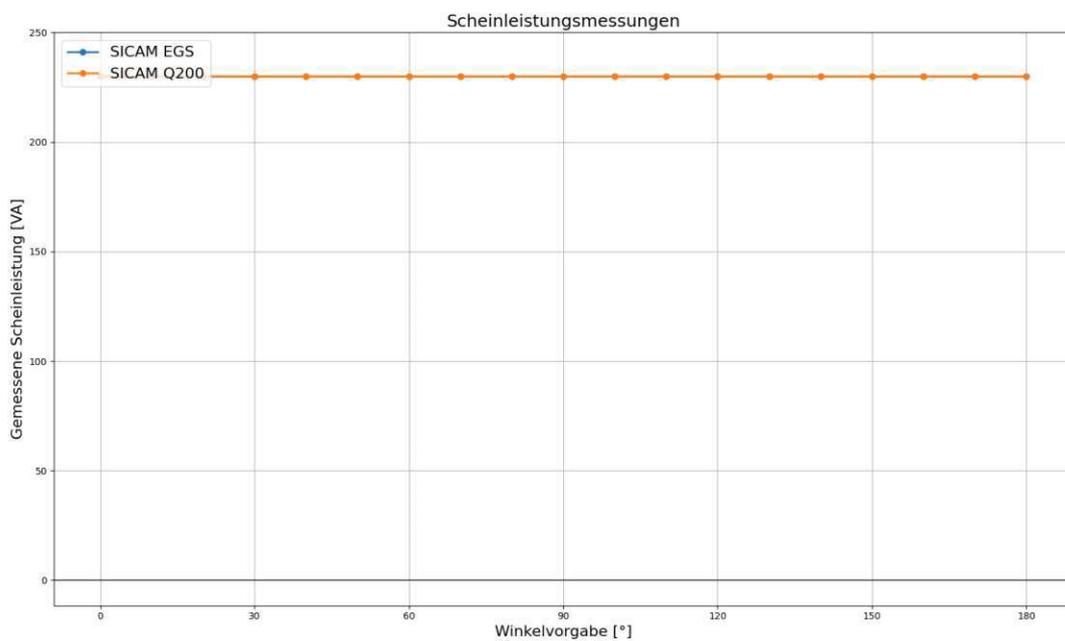


Abbildung 6.20: Vergleich der Scheinleistungsmessungen

In Abbildung 6.21 sind die Messergebnisse für die Wirkleistung P beider Geräte gegeben. Die in den Messungen vorgegebenen Wirkleistungswerte können über die Scheinleistung S und den Winkel

ϕ gemäß Gleichung 6.2 berechnet werden.

$$P = S \cdot \cos(\phi) = U \cdot I \cdot \cos(\phi) \quad (6.2)$$

Das SICAM Q200 zeigt hier nahezu keine Abweichungen. Die Abweichungen des SICAM EGS sind mit der ungenaueren Strommessung für den gegebenen Strombereich zu erklären. Die charakteristischen Punkte (0°, 90° und 180°) können jedoch auch auf dem SICAM EGS ohne Messabweichungen gemessen werden.

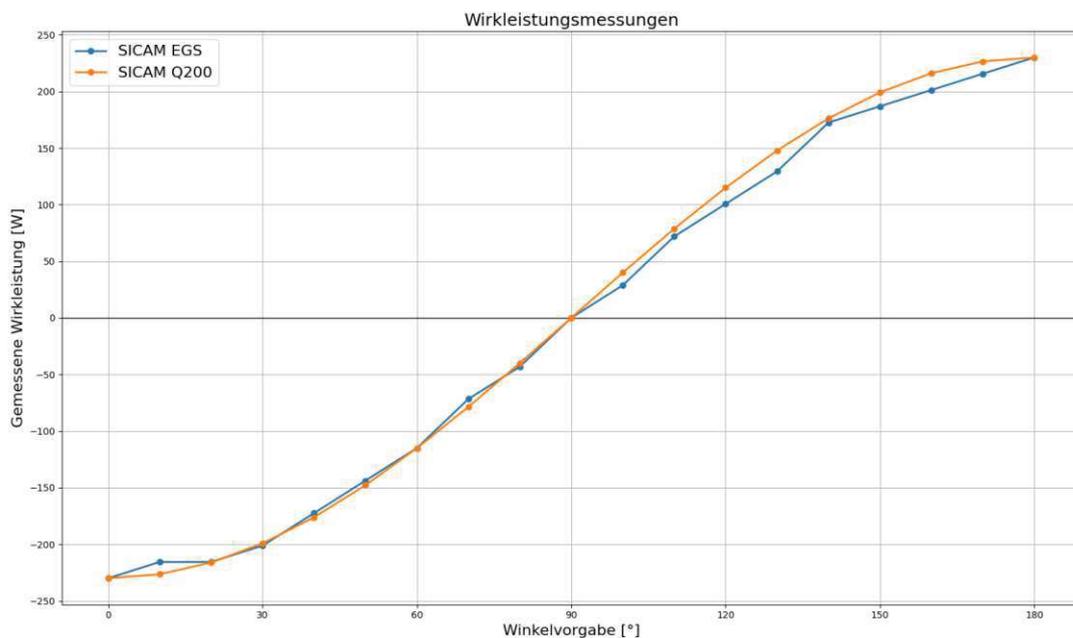


Abbildung 6.21: Vergleich der Wirkleistungsmessungen

Bei der Messung der Blindleistung Q (Abbildung 6.22) können ähnliche Ergebnisse beobachtet werden. Diese berechnet sich aus der Scheinleistung zu:

$$Q = S \cdot \sin(\phi) = U \cdot I \cdot \sin(\phi) \quad (6.3)$$

Auch bei dieser Messung zeigt der SICAM EGS, bis auf die charakteristischen Punkte (0°, 90° und 180°), Abweichungen zum SICAM Q200. Die Differenzen sind auch bei dieser Messung mit einer ungenaueren Strommessung zu erklären.

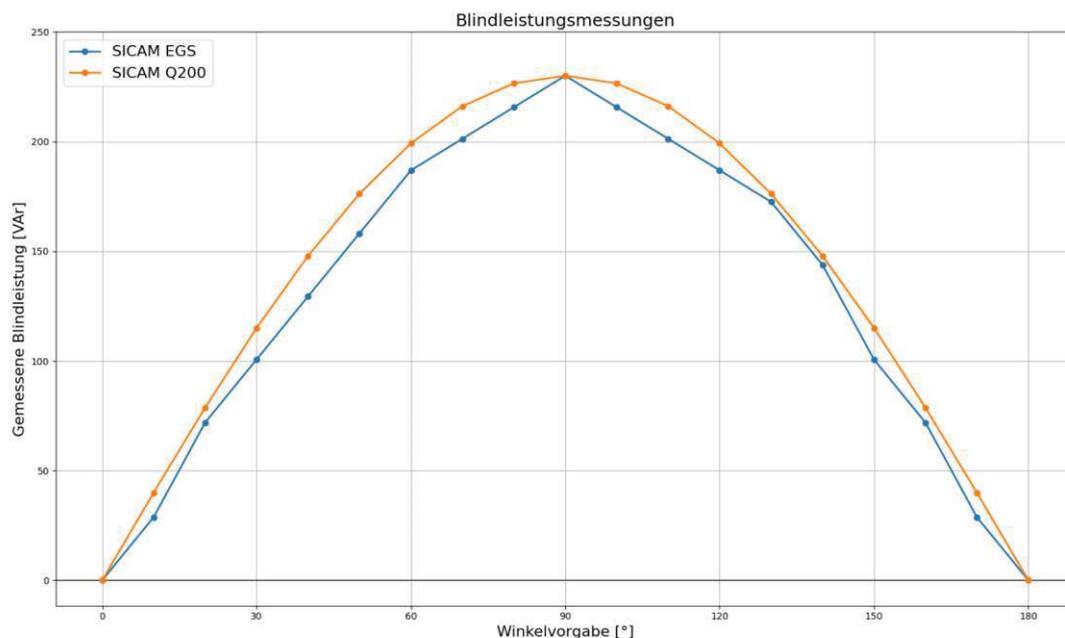


Abbildung 6.22: Vergleich der Blindleistungsmessungen

6.2 Labormessungen mit dem PQ Parameter

Der zusammengefasste Parameter für die Netzspannungsqualität wurde unter der Verwendung des SICAM EGS in zwei verschiedenen Anwendungen getestet. Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit der Subforschungsfrage nach unterschiedlichen Aggregationsintervallen für die Bildung des zusammengefassten PQ-Index.

6.2.1 Messszenario

Wie bereits in der Einleitung dargelegt, ist ein Anstieg der Anzahl an dezentralen, erneuerbaren Energieerzeugern im Niederspannungs-Verteilnetz zu verzeichnen. In der Regel sind diese Verteilnetze nicht für eine signifikante Rückspeisung von Stromerzeugung in das übergeordnete Netz ausgelegt. Darüber hinaus sind diese Netze aufgrund asymmetrischer Systemimpedanzen und einphasiger Lasten von Natur aus unsymmetrisch. In Verbindung mit einer signifikanten Anzahl kleiner PV-Anlagen in Niederspannungsnetzen kann dies zu suboptimalen PQ-Bedingungen hinsichtlich der Spannungsqualität und Oberschwingungen führen. Die zunehmende Verbreitung von PV-Anlagen sowie eine Vielzahl nichtlinearer Lastcharakteristika können sich maßgeblich auf die Oberschwingungspegel im Netz auswirken [54].

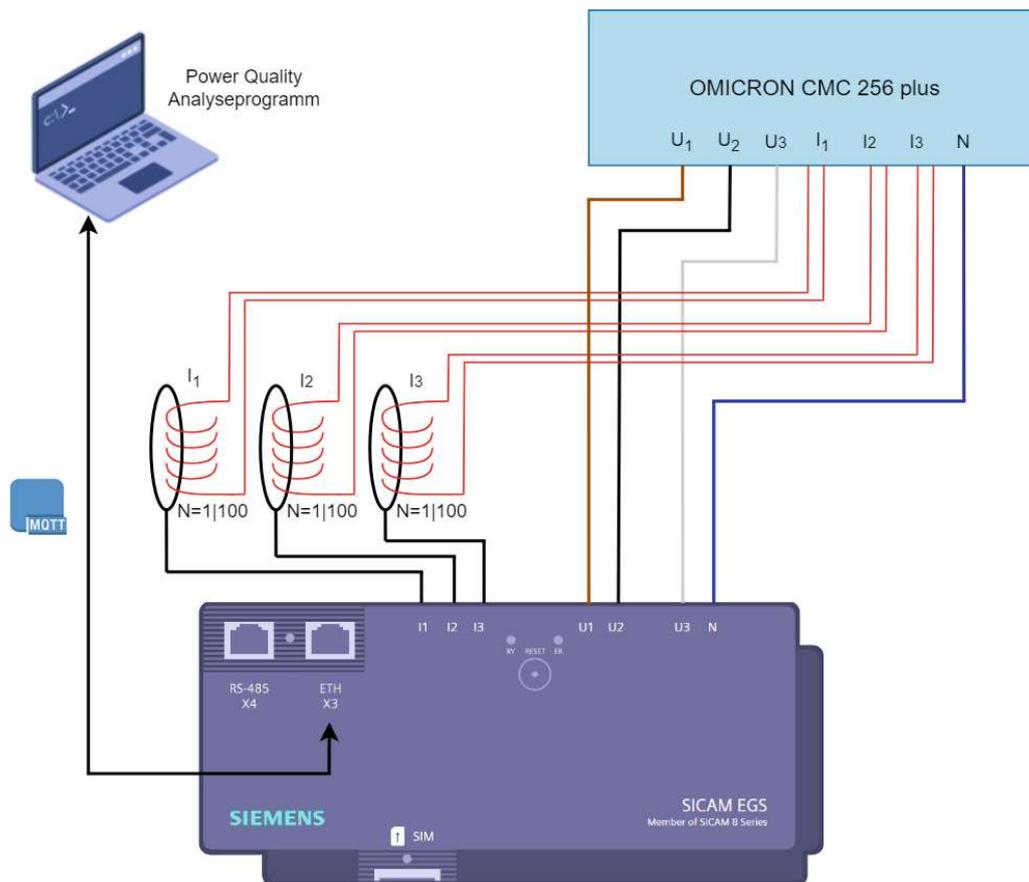


Abbildung 6.23: Schematische Darstellung des Messaufbaus

In Anbetracht der zuvor genannten Gründe wird für die nachfolgenden Messungen versucht, ein realistisches Messszenario zu entwickeln, mit welchem verschiedene Aggregationsintervalle getestet werden können. Das Omicron CMC 256 plus ermöglicht mit dem sogenannten *State Sequencer* die Definition von Zuständen, die manuell oder zeitlich gesteuert hintereinander ablaufen können. Jeder Zustand wird in dieser Arbeit durch 3 Spannungswerte (U_1 , U_2 , U_3), einen Netzfrequenzwert und eine Zeitdauer definiert. Um verschiedene Aggregationsintervalle zu testen, wurde eine Sequenz bestehend aus 20 Zuständen mit je einer Dauer von 30 s definiert, die zyklisch durchlaufen wird. Die Zustände beschreiben Spannungsüberhöhungen, Spannungsunterschreitungen und Frequenzänderungen inner- und außerhalb der Toleranz. Die Auswirkungen verschiedener Aggregationsintervalle des SICAM EGS auf die immer gleich ablaufenden Zustände sind Gegenstand dieser Untersuchung. Der dafür verwendete Messaufbau ist in Abbildung 6.1 schematisch dargestellt. Die Rogowski-Spulen des SICAM EGS wurden für diese Messung angeschlossen und der Strom des Omicron Gerätes gemessen. Die Strommesswerte sind zwar nicht Teil des zusammengefassten PQ-Index, jedoch wurde diese Messung durchgeführt, um das Zusammenwirken von Strom- und Spannungsmessungen zu überprüfen. Die Messdauer für alle Messungen beträgt genau eine Stunde.

6.2.2 Messungen mit unterschiedlichen Aggregationsintervallen

Im folgenden Abschnitt werden die Messergebnisse mit verschiedenen Aggregationsintervallen präsentiert und diskutiert. Der SICAM EGS bietet folgende Aggregationsintervalle:

- Sekundenbereich: (1, 3) s
- Minutenbereich: (1, 2, 2.5, 3, 3.33, 5, 10, 15) min

Aus diesen möglichen Intervallen wurden vier möglichst repräsentative Intervalle gewählt (1 s, 3 s, 1 min und 10 min). 1 s wurde aufgrund des kleinstmöglichen Intervalls gewählt, das 10 min Intervall entspricht der Vorgabe für die Spannungswerte der EN 50160. Die beiden weiteren Intervalle wurden dazwischen gewählt damit es noch eine Messung im Sekundenbereich (3 s) und eine mit genau einer Minute gibt. Wünschenswert wäre auch ein 10 s Intervall, da dieses dem Frequenzmessungsintervall der Norm entspricht. Zum Zeitpunkt dieser Arbeit bietet der SICAM EGS jedoch nicht die Möglichkeit, dieses Intervall einzustellen.

Abbildung 6.24 stellt den Power Quality Index in % für ein Aggregationsintervall von 1 s dar. Aufgrund der kurzen Dauer dieses Intervalls ist trotz der Aggregation jeder Zustandswechsel innerhalb der Sequenz erkennbar. Dies ermöglicht zudem die Beobachtung, ab wann sich die Sequenzen wiederholen.

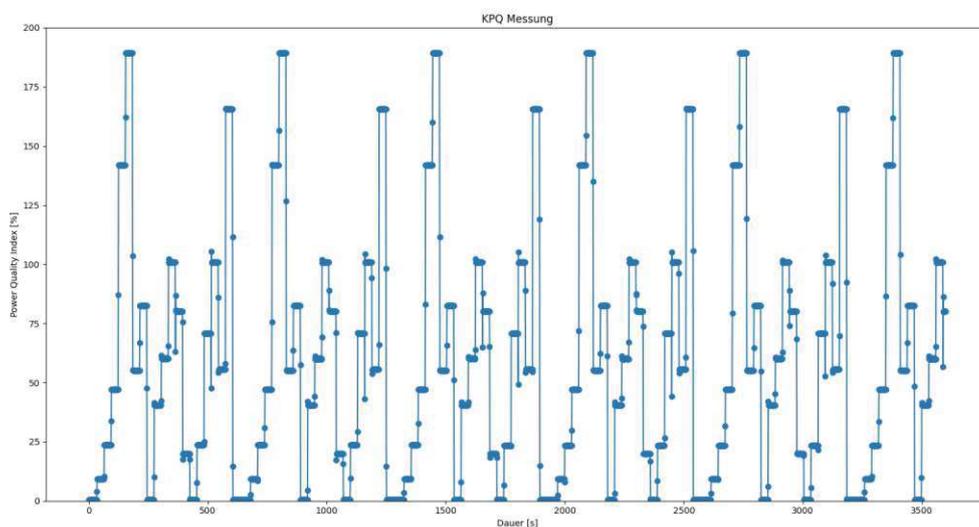


Abbildung 6.24: Simulierte KPQ Messung mit Aggregationsintervall 1 s

In Abbildung 6.25 werden die Messergebnisse für ein Aggregationsintervall von 3 s dargestellt. Die Messwerte werden hier im direkten Vergleich zum kürzesten Intervall um 2 s verzögert ermittelt, da die Werte über 3 s aggregiert werden. Insgesamt sind aber auch bei diesem Intervall alle Zustandsänderungen erkennbar. Die auftretenden Maximalwerte des KPQ Index sind bei beiden Messungen im Bereich

von 190 %. Da dieselben Effekte wie in der vorherigen Messung erkennbar sind, ist im Sinne der Datenverarbeitung und -speicherung im Vergleich dieser beiden Intervalle jenes mit 3 s als ausreichend zu betrachten.

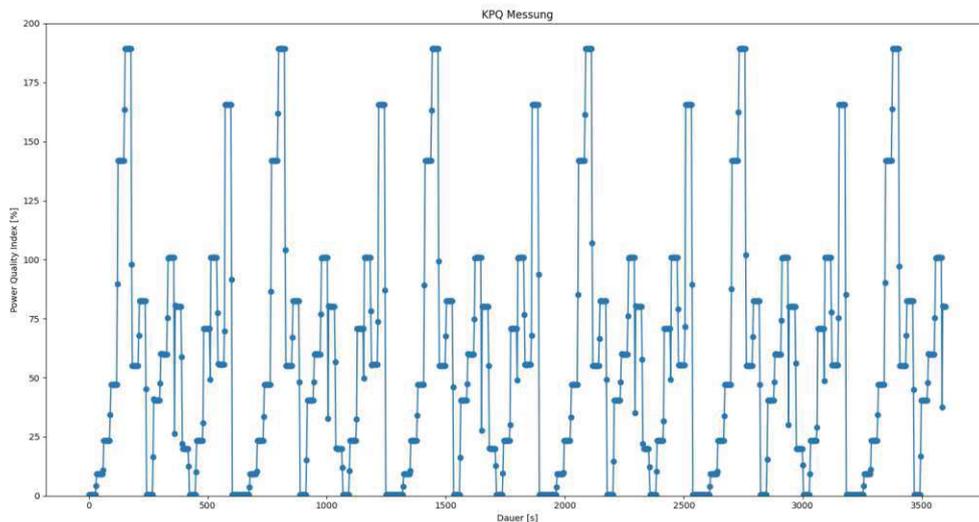


Abbildung 6.25: Simulierte KPQ Messung mit Aggregationsintervall 3 s

Das Messergebnis für ein Aggregationsintervall von 1 min ist in Abbildung 6.26 zu sehen. Hier ist die Aggregation im Vergleich zu den beiden Messungen davor bereits deutlich zu sehen. Es sind keine Zustandswechsel mehr erkennbar, dennoch gibt es nach ca 2600 s eine Wiederholung des Verlaufs. Ein weiterer Aspekt, der sich aufgrund der Aggregation ergibt, ist der maximale KPQ-Wert in der Sequenz. Bei den beiden vorherigen Messungen lag das Maximum bei etwa 190 %, hier liegt es bei ungefähr 160 %. Das führt dazu, dass der Index durch die Aggregation weniger sensibel wird. Dennoch ergibt sich für die betrachtete Messung ein Ausschlag über 100 %, wodurch Probleme bei der Spannungsqualität erkannt werden können.

Für ein Aggregationsintervall von 10 min ist der Power Quality Index in Abbildung 6.27 dargestellt. Hier ist ein wesentlich geringeres Resultat im Vergleich zu den bisherigen Messungen zu beobachten. Durch das große Aggregationsintervall ergibt sich eine derartige Filterung der gemessenen Spannung, dass ein maximaler Index von knapp 25 % auftritt. Im direkten Vergleich ergibt sich eine wesentlich geringere Sensibilität, verglichen mit den anderen Aggregationsintervallen. Es ist an dieser Stelle jedoch anzumerken, dass die aktuelle Fassung der Norm EN 50160 10 min Werte für die Spannungsmessungen heranzieht.

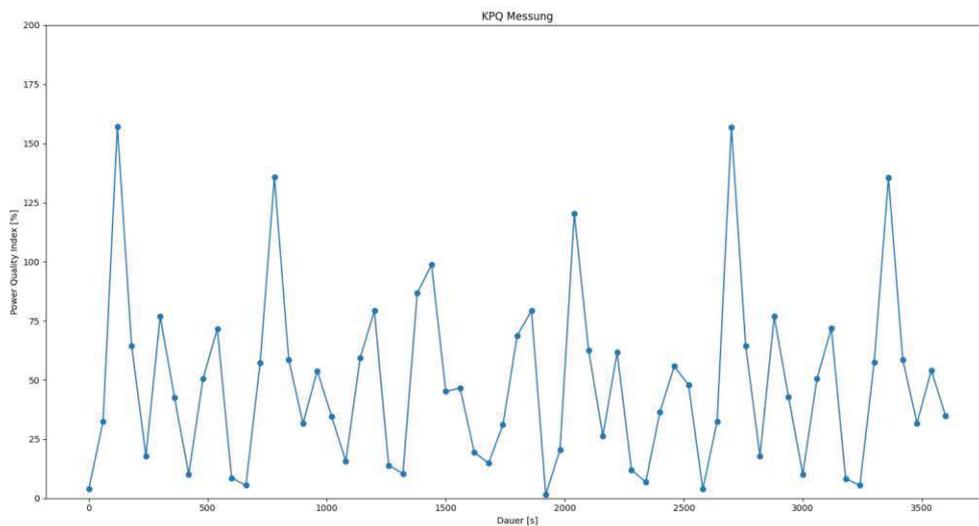


Abbildung 6.26: Simulierte KPQ Messung mit Aggregationsintervall 1 min

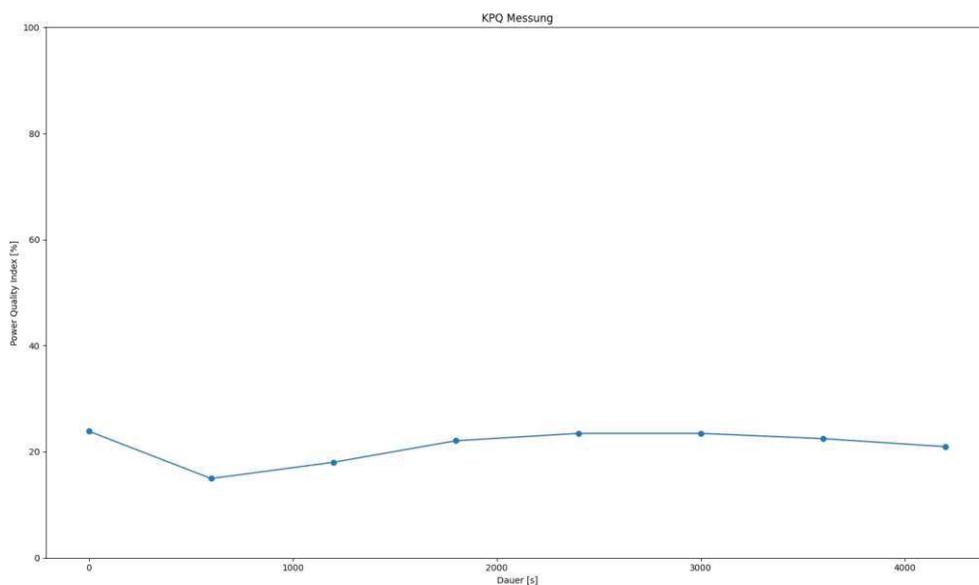


Abbildung 6.27: Simulierte KPQ Messung mit Aggregationsintervall 10 min

6.3 Netzqualitätsmessungen in realen Anwendungen

Im Folgenden werden reale Anwendungsfälle der Messung von Netzqualitätsparametern anhand ausgewählter Beispiele erörtert. Zu diesem Zweck wurden drei repräsentative Messstellen ausgewählt. Die erste sowie die zweite Messstelle sind im Burgenland lokalisiert und repräsentieren jeweils ein Einfamilienhaus. Diese beiden Standorte unterscheiden sich durch eine PV Installation am Dach. Die erste

Messstelle weist keine Photovoltaikanlage auf, während die Zweite mit einer 10 kW_p -Photovoltaikanlage ausgestattet ist. Der dritte Messstandort ist der Microgrid Campus der Siemens AG Österreich in Wien. Die Messungen an den drei Standorten wurden jeweils an einer Drehstromsteckdose durchgeführt. Der Grund hierfür ist der einfache Zugang zu den Messstellen, da der Zugang zum Netzanschlusspunkt nicht an allen Standorten möglich ist. Des Weiteren befinden sich die jeweiligen Drehstromsteckdosen in ausreichender Entfernung zu den Verteiltransformatoren, sodass eine Untersuchung der Effekte einer minderwertigen Netzspannungsqualität möglich ist. Der Messaufbau wurde mittels einer Halterung mit Hutschiene realisiert, sodass eine Montage des SICAM EGS neben einer Drehstromsteckdose möglich war. Der Anschluss erfolgte mittels eines umgebauten Drehstromsteckers, welcher die drei Phasenleiter und den Neutralleiter (U_1 , U_2 , U_3 und N) herausführte, um eine direkte Verbindung mit dem SICAM EGS zu ermöglichen. Aus Sicherheitsgründen und zur Vermeidung von Spannungsunfällen wurde über den Aufbau bei jeder Messung eine transparente Kunststoffabdeckung installiert. In Abbildung 6.28 ist eine schematische Darstellung des Messaufbaus gegeben. Der reale Messaufbau mit Sicherheitsvorrichtungen, stellvertretend für eine der Messstellen, ist in Abbildung 6.29 dargestellt.

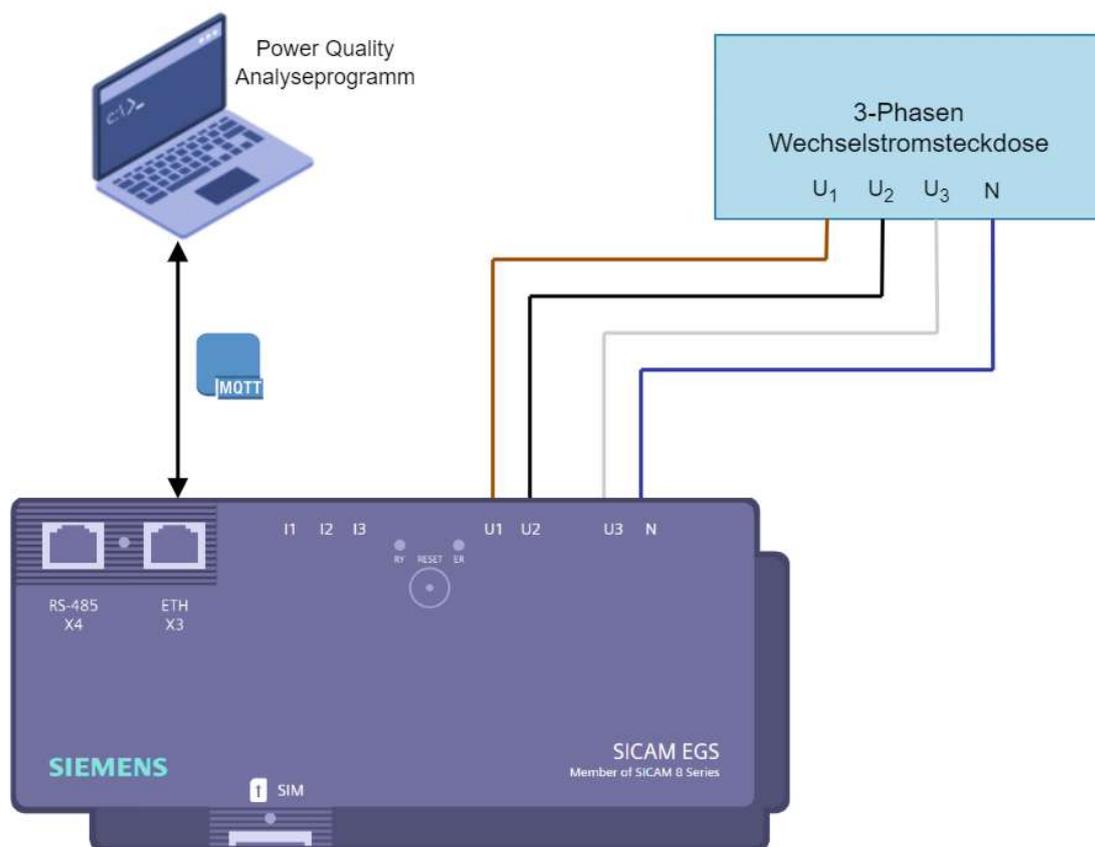


Abbildung 6.28: Schematische Darstellung des Messaufbaus für die reale Anwendung

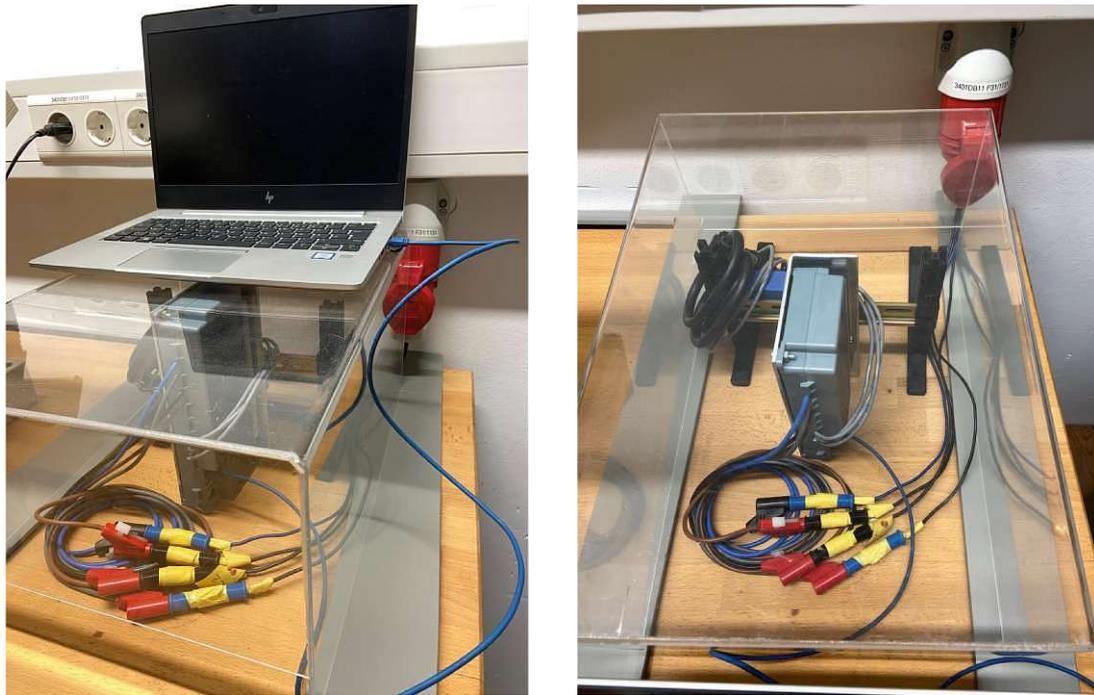


Abbildung 6.29: Foto des realen Messaufbaus

6.3.1 Messung an einem Einfamilienhaus ohne PV-Anlage

Bei der ersten realen Anwendung handelt es sich um ein Einfamilienhaus im Burgenland ohne der Möglichkeit der eigenen Energieerzeugung. Dieses Setting entspricht daher dem klassischen Bild eines Stromnetzes. Der Energiefluss findet nur vom Erzeuger zur Last (in diesem Fall das Einfamilienhaus) statt.

Die erste Messung wurde mit einem Aggregationsintervall von 1 s durchgeführt, das Ergebnis daraus ist in Abbildung 6.30 dargestellt. Die Messung wurde von 16 bis 18 Uhr durchgeführt und zeigt aufgrund des geringen Intervalls sehr viele Schwankungen. Der maximale PQ-Index Wert beträgt in diesem Messdurchlauf rund 86 %. Über eine genaue Ursache für den plötzlichen Sprung nach unten in der Spannungsqualität nach etwa 1800 s kann bei dieser Messung nur eine Vermutung aufgestellt werden. Es könnte zum Beispiel daran liegen, dass eine Regelung an dem Verteilnetztransformator vorgenommen wurde.

Am selben Tag wie die 1 s Messung wurde eine Messung mit einem Aggregationsintervall von 10 min im Zeitraum von 9 bis 11:20 Uhr an dieser Messstelle durchgeführt. Der maximale Index beträgt bei dieser Messung rund 72 %. Hier zeigt das größere Intervall eine gewisse Glättung der Messwerte. Bei beiden Messungen konnte keine Verletzung der PQ-Parameter festgestellt werden.

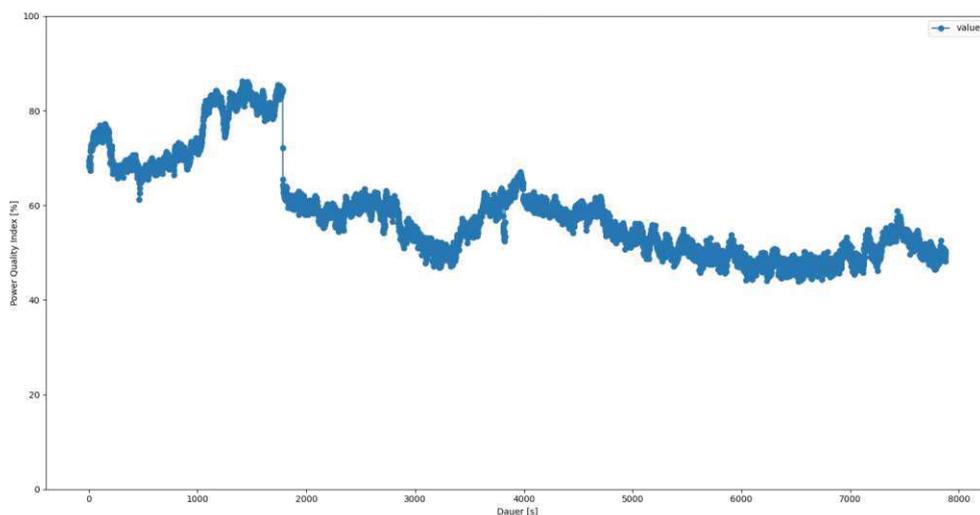


Abbildung 6.30: Messung an einem Einfamilienhaus ohne PV-Anlage bei einem 1 s-Intervall

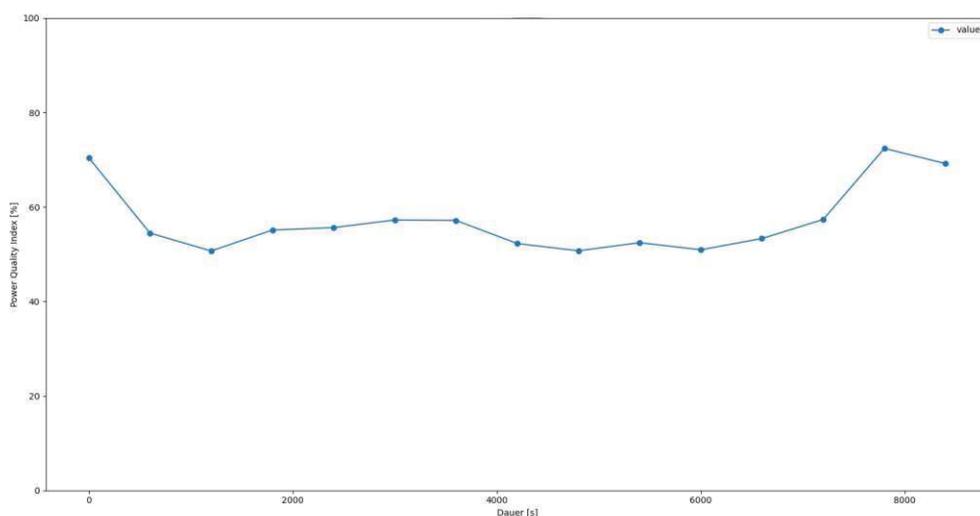


Abbildung 6.31: Messung an einem Einfamilienhaus ohne PV-Anlage bei einem 10 min-Intervall

6.3.2 Messung an einem Einfamilienhaus mit PV-Anlage

Die zweite reale Anwendung der Analyseapplikation fand an einem Einfamilienhaus mit einer 10 kW_p -Photovoltaikanlage und einem 10 kW Wechselrichter statt. Im Gegensatz zur Messung davor findet hier ein bidirektionaler Energiefluss statt. Das bedeutet, dass dieses Einfamilienhaus nicht nur Energie vom Netzbetreiber bezieht, sondern sie auch liefert. Um einen Vergleich zu erhalten, wurden auch bei dieser Messstelle dieselben Aggregationsintervalle (1 s, 10 min) gewählt. Diese Messungen wurden an einem wechselhaften Tag durchgeführt, der sich gewissermaßen auch in den Ergebnissen darstellt.

In Abbildung 6.32 ist das Messergebnis für ein Intervall von 1 s dargestellt. Die Messung wurde von 10:30 bis 11:30 Uhr durchgeführt. Nach etwa 1200 s ist ein deutlicher Sprung nach oben zu erkennen. Dieser Sprung lässt sich durch das Verziehen von Wolken und das Herauskommen der Sonne erklären. Die PV-Anlage erzeugte dadurch mehr Strom, was zu einer Erhöhung der Spannungswerte und THD-Werte führte. In der Folge stieg dadurch auch der PQ-Index an. Der Maximalwert des Index weist mit 94 % einen signifikant höheren Wert als bei der vorherigen Messung auf.

Das Messergebnis dieser Messstelle für ein Aggregationsintervall von 10 min ist in Abbildung 6.33 dargestellt. Diese Messung wurde direkt im Anschluss an die vorhergehende Messung über 1.5 Stunden durchgeführt. Es ist zu erkennen, dass das hohe Level des PQ-Index von 80 % im Mittel fortgesetzt wird. Hier zeigt sich, dass das größere Intervall zwar eine Glättung vornimmt, jedoch aufgrund der Kontinuität kein Unterschied im Resultat entsteht.

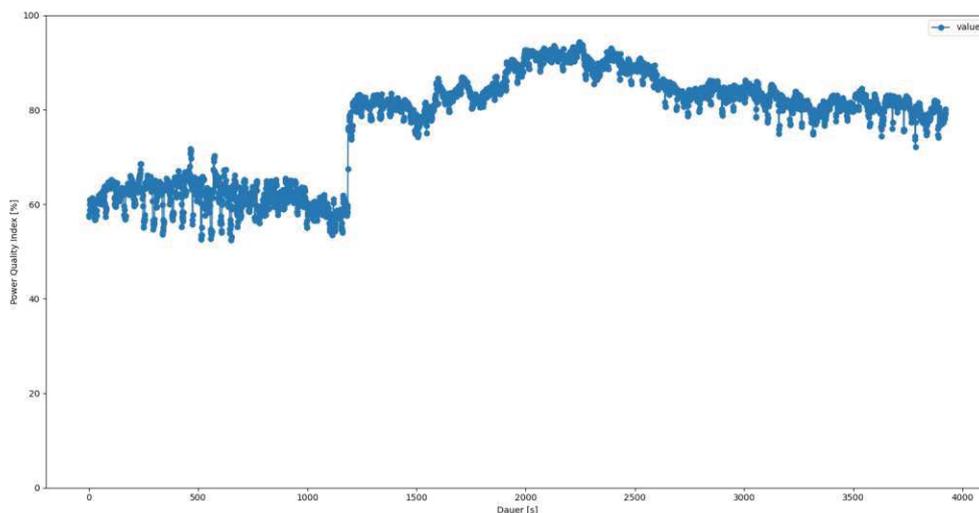


Abbildung 6.32: Messung an einem Einfamilienhaus mit PV-Anlage bei einem 1 s-Intervall

6.3.3 Messung an einem Microgrid Campus

Der dritte Messstandort befindet sich an einem Standort der Siemens AG Österreich, in Wien Floridsdorf. An diesem Standort befinden sich Photovoltaikanlagen mit einer Spitzenleistung von 312 kW_p und ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von 500 kWh [55].

Das Messergebnis mit dem kurzen Aggregationsintervall von einer Sekunde ist in Abbildung 6.34 dargestellt. Diese Messung wurde zwischen 13:15 Uhr und 15:30 Uhr durchgeführt und zeigt entsprechend dem kurzen Intervall viele kleine Schwankungen. Allerdings gibt es über den gesamten Messbereich betrachtet keine großen Abweichungen und der maximale PQ-Index beträgt 76 %. Abbildung 6.35

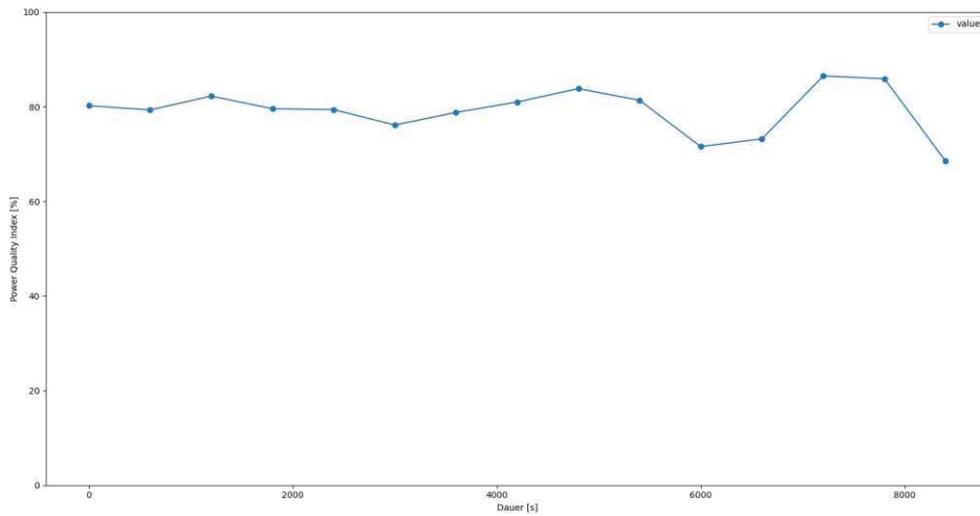


Abbildung 6.33: Messung an einem Einfamilienhaus mit PV-Anlage bei einem 10 min-Intervall

stellt das Messergebnis der 3.5-stündigen Messung für ein 10 min-Aggregationsintervall dar. Hier zeigt sich ein sehr konstantes Ergebnis mit einem maximalen Index von knapp 69 %.

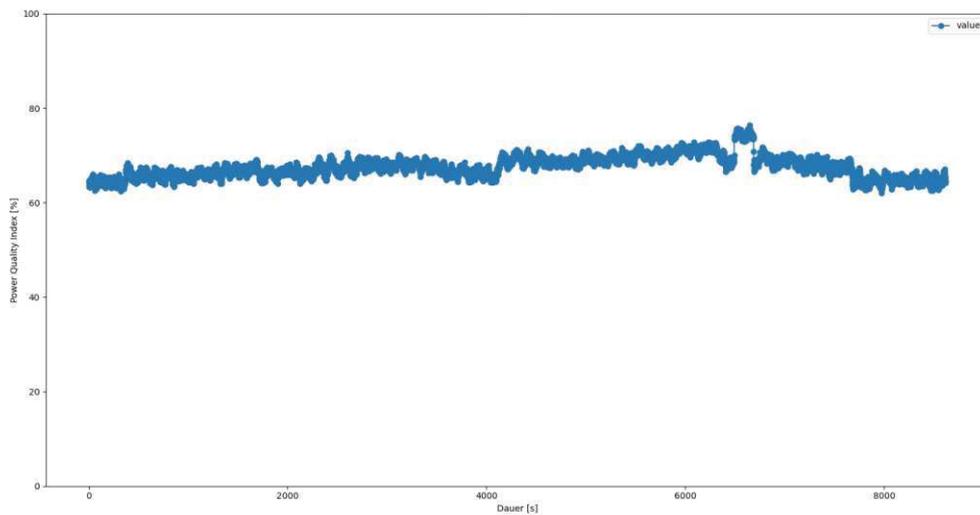


Abbildung 6.34: Messung an einem Microgrid Campus bei einem 1 s-Intervall

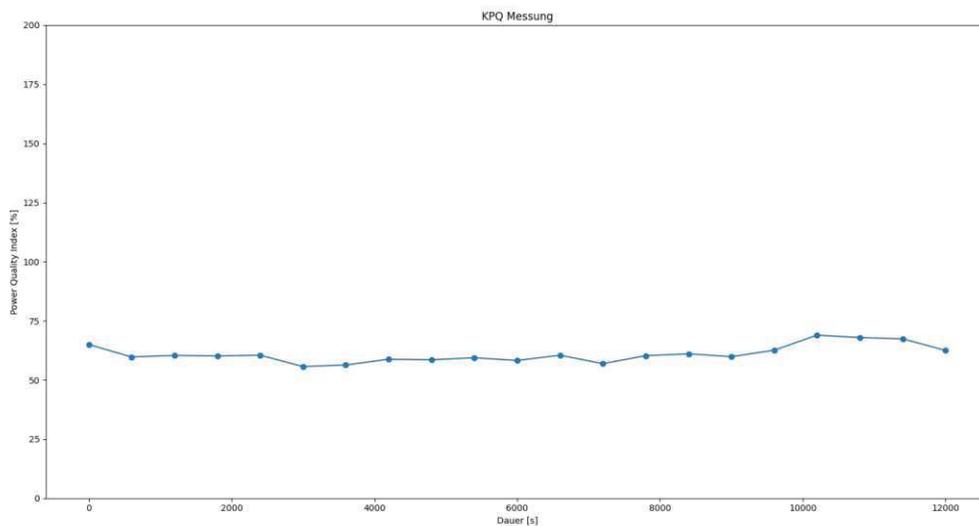


Abbildung 6.35: Messung an einem Microgrid Campus bei einem 10 min-Intervall

6.3.4 Visualisierung der Messergebnisse in einem Stromversorgungsnetz

In Bezug auf die Darstellung der Netzspannungsqualität existieren verschiedenste Optionen. Im Folgenden wird eine Möglichkeit präsentiert, die Netzspannungsqualität in einem Stromversorgungssystem auf übersichtliche Weise anhand einer Karte darzustellen.

Jedem Standort, an dem Messgeräte installiert sind, wird ein Eintrag in einer dynamischen Karte zugewiesen. Da an einem Standort mehrere Anschlusspunkte möglich sind, können mehrere Messgeräte dort installiert sein. In solchen Fällen können in der Karte ausklappbare Marker verwendet werden, die eine Liste der Geräte enthalten, die an diesem Standort die Netzspannungsqualität bestimmen. Dadurch erhalten Anwender:innen eine dynamische Übersicht über den aktuellen Zustand der Spannungsqualität. Im Rahmen dieser Diplomarbeit wurde eine Umsetzung mit der *Python*-Bibliothek *folium* [56] durchgeführt.

```

1 import folium
2 import pandas as pd
3
4 data = pd.read_csv('messwerte_map.csv') # read csv with measurement data
5
6 # create a map around vienna
7 m = folium.Map(location=[48.2082, 16.3738], zoom_start=12)
8
9 limit = 100 # limit for KPQ value
10
11 # group data when more measurement devices use the same coordinates

```

```

12 grouped = data.groupby(['Latitude', 'Longitude'])
13
14 # run through data in groups
15 for (lat, lon), group in grouped:
16     # text with the necessary data
17     text = '<br>'.join(f'<b>Messgeraet mit IP {row["IP"]}</b><br> KPQ-Wert:
18         {row["KPQ-Wert"]}' for _, row in group.iterrows())
19     # colour decision of the marker
20     color = 'red' if any(group['KPQ-Wert'] > 100) else 'orange'
21         if any(group['KPQ-Wert'] > 80) else 'green'
22
23     # add marker with text and colour
24     folium.Marker(
25         [lat, lon],
26         popup=folium.Popup(html=text, max_width=500),
27         icon=folium.Icon(color=color),
28         tooltip='Mehr Informationen'
29     ).add_to(m)
30
31 m.save('map.html') # save map in a html file

```

Programmcode 6.1: Visualisierung der Messdaten in einer Landkarte

In Abbildung 6.36 sind einige Beispielmarker in einer Karte um Wien eingezeichnet. Eine gute aktuelle Power Quality wurde in Grün markiert, eine mittelmäßige Power Quality in orange und bei einer aktuell schlechten Power Quality wurde der Marker rot eingefärbt. Die Schwellen wurden für dieses Beispiel auf folgende Werte des kubischen PQ-Index eingestellt:

- Grün: $KPQ \leq 80\%$
- Orange: $80\% < KPQ \leq 100\%$
- Rot: $KPQ > 100\%$

Diese Schwellen können je nach Anwendungsfall beliebig verändert werden. Ein KPQ-Index über 100 % bedeutet jedoch in jedem Fall eine Verletzung der zulässigen Grenzwerte in zumindest einem der Parameter.

Eine detailliertere Darstellung der Karte ist in Abbildung 6.37 gegeben. Der hier dargestellte Messstandort gehört zum Siemens Microgrid Campus. Der Wert des unteren Messgeräts entspricht einem realen Messwert. Die oben erwähnte Gruppierung ist ebenfalls in dieser Darstellung zu erkennen, wenn mehrere Messgeräte an demselben Standort installiert sind.

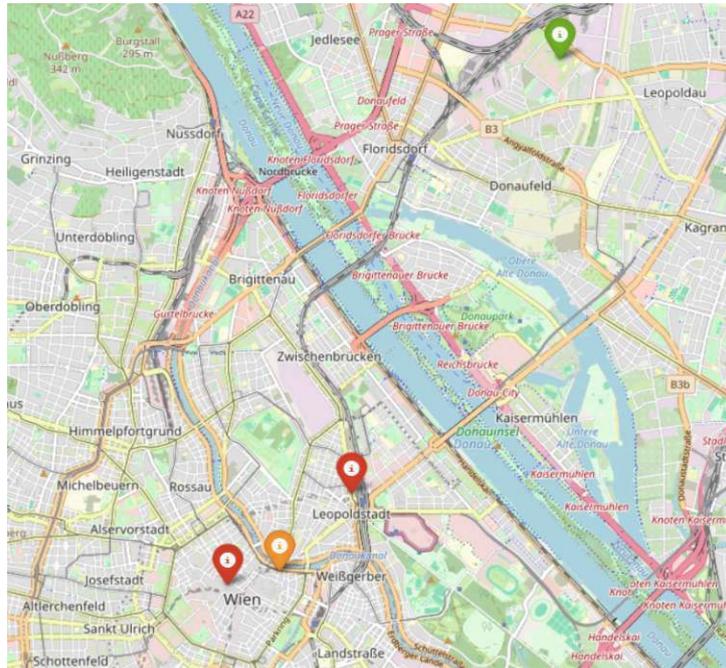


Abbildung 6.36: Darstellung aller Messgeräte auf einer Karte

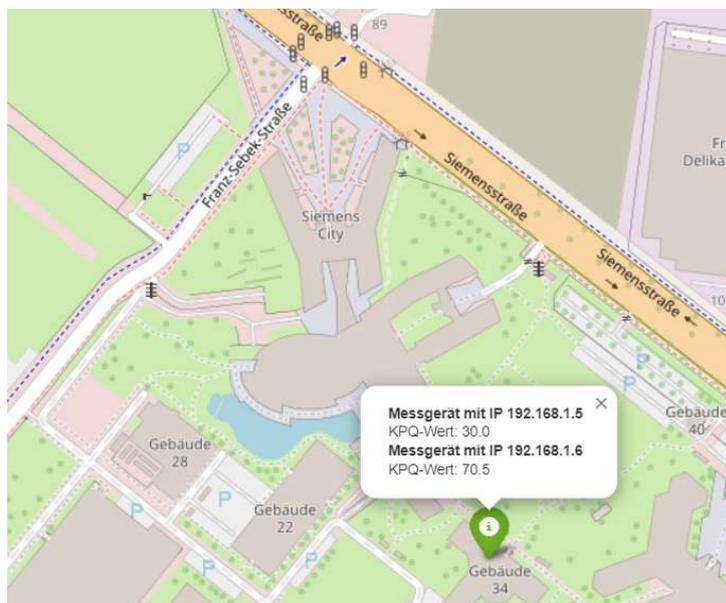


Abbildung 6.37: Detaillierte Darstellung eines Messgeräts auf einer Karte

Kapitel 7

Diskussion

7.1 Diskussion der Forschungsfragen

In diesem ersten Diskussionsteil erfolgt die Beantwortung der Forschungsfragen. Dabei wird mit den Subforschungsfragen begonnen, um dann zur Beantwortung der zentralen Forschungsfrage zu gelangen.

Wie detailliert ist ein Gerät mit synchronen aggregierten Punktmessungen im Vergleich zu einem Netzqualitätsmessgerät nach dem Stand der Technik, um valide Aussagen treffen zu können?

Um diese Subforschungsfrage beantworten zu können, ist ein Blick in die Messergebnisse der Vergleichsmessungen, der in dieser Arbeit betrachteten Messgeräte (Kapitel 6.1) erforderlich. Dort wurden verschiedene Messgrößen von beiden Messgeräten zeitgleich ermittelt. Es zeigte sich, dass der SICAM EGS bei der Spannungsmessung für den möglichen Messbereich die Messgenauigkeit nach Klasse A der Norm DIN EN 61000-4-30 erreicht hat. Der SICAM EGS kann jedoch maximal bis zur 1.15-fachen Nennspannung messen. Das Messgerät deckt damit nicht den geforderten Klasse A Bereich bis zur 1.5-fachen Spannung ab. Auch die Klasse S (bis zur 1.2-fachen Nennspannung) kann damit nicht erreicht werden. Für Anwendungen, in denen der mögliche Messbereich ausreichend ist, kann jedoch eine Klasse A Genauigkeit angegeben werden. Ein interessanter Aspekt bei dieser Messung ist auch, dass sich für den SICAM EGS bei der genauen Spannungsmessung Quantisierungseffekte zeigen und dennoch die Genauigkeit eingehalten werden kann. Für den Parameter Frequenz konnte für den SICAM EGS eine Messunsicherheit der Klasse A, auch für den gesamten, geforderten Messbereich ermittelt werden. Messungen mit Oberschwingungen werden ebenfalls in der Norm angegeben. Hier werden in der Norm EN 50160 Messungen bis zur 25. Harmonischen gefordert. Der SICAM EGS kann das

gesamte THD für 25 Harmonische bestimmen, nicht jedoch die einzelnen Teilspannungen, die durch Oberschwingen entstehen. Hier ergibt sich ein Vorteil des Klasse A Geräts SICAM Q200, mit dem Messungen mit Oberschwingungen genauer durchgeführt werden können. Für die Bestimmung des THD in einem Verteilnetz zum Zweck eines breiten Monitorings ist die Messung mit dem SICAM EGS, mit maximal 3.5 % Abweichung, geeignet. Interessante Ergebnisse brachten auch die Strommessungen, für die es keine Messanforderungen in der PQ-Norm gibt. Dabei wurden Messungen in unterschiedlichen Messbereichen durchgeführt, welche zu differenzierten Ergebnissen führten. Der SICAM EGS zeigte für Laborbetrieb und Realbetrieb aufgrund der Rogowski-Spulen eine unterschiedliche Genauigkeit in der Strommessung. An dieser Stelle ist für den Realbetrieb anzumerken, dass es im Sinne der Messgenauigkeit einen Unterschied macht, wie gut die Rogowski-Spulen um die stromführenden Leiter gewickelt werden. Eine zentrierte Ausrichtung der Spulen um den Leiter herum führt zu einer höheren Genauigkeit als eine Ausrichtung der Spulen ohne Zentrierung. Dasselbe gilt auch für die Leistungsmessungen, da die Leistungen aus den Strom- und Spannungsmessungen berechnet werden. Mögliche Ungenauigkeiten der Leistungsmessungen, insbesondere Wirk- und Blindleistung, sind zudem auf Ungenauigkeiten des Leistungsfaktors $\cos\phi$ zurückzuführen.

Zusammenfassend ergeben sich für das kostengünstigere Messgerät SICAM EGS im Vergleich zu dem Klasse A Messgerät SICAM Q200 sehr gute Ergebnisse bei Spannung und Frequenz. Bei diesen Hauptparametern der Netzspannungsqualität kann der SICAM EGS mit dem Klasse A Gerät mithalten und erzielt dieselbe Genauigkeitsklasse. Bei den anderen Netzparametern (Oberschwingungen, Ströme, Leistungen) erzielte das SICAM Q200 detailliertere Ergebnisse. Dennoch eignet sich der SICAM EGS mit den Messergebnissen für ein breites Monitoring in Verteilnetzen und kann daher valide Aussagen über die messbaren Parameter des Netzzustands treffen.

In welchen Intervallen sollen derartige Messungen durchgeführt werden?

Die Labormessungen mit dem PQ-Parameter aus Kapitel 6.2.2 haben ein differenziert zu betrachtendes Ergebnis gebracht. Dass ein größeres Aggregationsintervall eine höhere Glättung der Messergebnisse bringt, war zu erwarten. Interessant ist jedoch, dass sowohl ein höheres Intervall, als auch ein kürzeres Intervall Anwendung finden können. Ein kürzeres Intervall kann in heiklen Umgebungen, wie beispielsweise in Industriebetrieben, für ein feines Monitoring von Interesse sein, da jeder Ausschlag detektiert wird. Die durchgeführte Untersuchung ergab, dass sich die Informationsdichte von Aggregationsintervallen mit einer Dauer von einer Sekunde und drei Sekunden nur geringfügig unterscheidet. Ein Vorteil des 3 s-Intervalls besteht jedoch in der Reduzierung des Datenaufkommens. Als nächstgrößeres Intervall bietet der SICAM EGS aktuell lediglich einen Wert von 60 s. Eine Messung mit einem Intervall von 10 s wäre in diesem Kontext noch wünschenswert. In Bezug auf Messungen mit große-

ren Aggregationsintervallen von einer Minute und zehn Minuten zeigen sich jedoch andere Ergebnisse. Die erwartbare Glättung ist in diesem Fall deutlich erkennbar. Für ein langfristiges Monitoring in einem Verteilnetz, bei dem das Datenaufkommen minimiert werden sollte, können jedoch beide betrachteten Intervalle geeignet sein. Das 10-minütige Intervall bietet den Vorteil, dass es kompatibel mit dem Spannungsintervall der Norm EN 50160 ist, weshalb es in diesem Fall die bevorzugte Variante wäre.

In Bezug auf die Forschungsfrage lässt sich zusammenfassend feststellen, dass es keine allgemeingültige, alleinstehende Antwort gibt. Das Aggregationsintervall ist dabei von dem jeweiligen Anwendungsfall abhängig. In diesem Kontext sei auf das 3 s-Aggregationsintervall verwiesen, das sich insbesondere für Anwendungen mit einem feinen Monitoring eignet. Für langfristige Anwendungen hingegen empfiehlt sich das 10-minütige Intervall.

Inwieweit können kostengünstige, dezentralisierte Geräte dazu beitragen, die Versorgungsqualität im Niederspannungsnetz zu optimieren?

Die Beantwortung dieser Forschungsfrage basiert auf den in Kapitel 4 gegebenen Vergleich zweier Messgeräte. Die definierten Metriken eignen sich für einen Gesamtvergleich eines kostengünstigeren, dezentralisierten Messgeräts wie dem SICAM EGS mit einem kostenintensiven, genauen Messgerät, dem SICAM Q200. Das Ergebnis dieser Analyse ist, dass der SICAM EGS zwar weniger genaue, aber im Sinne der Wirtschaftlichkeit akzeptable Messergebnisse liefert. Das dezentralisierte Messgerät ermöglicht Verteilnetzbetreibern eine detailliertere Einsicht in die Niederspannungsverteilstetze. Die umfassenden Kommunikationsmöglichkeiten des SICAM EGS erlauben eine einfache Übermittlung und Weiterverarbeitung von Messergebnissen an übergeordnete SCADA-Systeme. Darüber hinaus ist mit diesem Messgerät eine unkomplizierte Nachrüstung bestehender Systeme aufgrund seiner Plug-and-Play-Funktionalität möglich. Insbesondere sind für die Strommessung keine Stromabschaltungen erforderlich, da die Rogowski-Messspulen um die stromführenden Leiter im laufenden Netzbetrieb angebracht werden. Mit der Ermittlung von Leistungsflüssen kann mit dem SICAM EGS auf die neuen Herausforderungen im Ausbau der erneuerbaren Energieträger reagiert werden. Obwohl in dieser Arbeit aufgrund der Verfügbarkeit von Messgeräten auf ein zweites Siemens-Messgerät als kostenintensives Vergleichsgerät zurückgegriffen wurde, ist anzunehmen, dass ein Vergleichsgerät anderer Hersteller keine signifikanten Ergebnisänderungen ergeben hätte. Diese Tatsache ist darauf zurückzuführen, dass es sich bei dem SICAM Q200 bereits um ein Klasse A Messgerät handelt und es keine bessere Messklasse gibt. Ein Vergleichsgerät hätte jedoch andere Geräteeigenschaften wie zum Beispiel der Handhabung oder den Einsatzbereichen geliefert. Dies ändert jedoch nichts an dem Ergebnis dieser Forschungsfrage, dass der SICAM EGS als Messgerät im Verteilnetzmonitoring geeignet ist.

Inwieweit können Parameter der Netzqualitätsnorm EN 50160 kombiniert werden, um die Netzqualität vereinfacht zu bestimmen und zu visualisieren?

In der vorliegenden Arbeit wurden zwei Ansätze zur vereinfachten Überwachung der Netzspannungsqualität untersucht. Die Analyse in Kapitel 5 hat ergeben, dass ein zusammengefasster Index aus den Parametern der EN 50160 nach [42] besser geeignet dafür ist. Aufgrund dieser Erkenntnis wurde diese Methodik auf dem SICAM EGS umgesetzt und einer Analyse mit verschiedenen Aggregationsintervallen unterzogen. Das Ergebnis daraus ist, dass die Zusammenfassung von Parametern der EN 50160 Norm für verschiedene kurz- sowie langfristige Anwendungen geeignet ist. Ein großer Vorteil daraus ist, dass die Datenlast reduziert wird und die Information in einem simplen Parameter konzentriert wird. Die Verbindung dieser Methodik mit einer Karte, auf der alle Messstellen dargestellt sind, bringt eine übersichtliche Darstellung der Netzspannungsqualität in einem Stromnetz.

Inwiefern sind verteilte Messgeräte, welche synchronisierte aggregierte Messungen an Netzknoten im Niederspannungsnetz durchführen, geeignet, um valide Aussagen über den aktuellen Netzzustand sowie die Netzspannungsqualität zu treffen?

Auf Basis der zuvor beantworteten Subforschungsfragen kann abschließend eine Antwort auf die zentrale Forschungsfrage gegeben werden.

Die Subforschungsfragen haben sich mit unterschiedlichen Fragestellungen auseinandergesetzt. In einem ersten Schritt wurde untersucht, inwiefern sich ein kostengünstigeres Messgerät im Vergleich zu einem Klasse A Gerät gemäß PQ-Norm in der Durchführung unterscheidet. In einigen Parametern konnte eine sehr hohe Messgenauigkeit nachgewiesen werden, während in anderen Parametern unerwartete Ergebnisse erzielt wurden. Diesbezüglich sei erwähnt, dass die Strommessgenauigkeit des SICAM EGS von der Ausrichtung der Messspulen abhängig ist. In der Gesamtheit weist das kostengünstigere Messgerät genaue Messungen der verfügbaren Messparameter auf, sodass eine Ermittlung der Netzzustandsdaten sowie der Netzspannungsqualitätsparameter möglich ist. Im Rahmen einer weiteren Forschungsfrage wurden Aggregationsintervalle für Messungen von Netzspannungsqualitätsparametern erörtert, was zu differenzierten Resultaten führte. Im Rahmen der Untersuchung der Funktionen des SICAM EGS wurde festgestellt, dass das kostenintensive Messgerät nicht über eine wesentlich größere Funktionsvielfalt verfügt. Abschließend wurde erörtert, wie Netzspannungsqualitätsparameter der Norm EN 50160 zusammengefasst werden können, um die Spannungsqualität übersichtlich zu überwachen. Die Beantwortung der zentralen Forschungsfrage dieser Diplomarbeit ergibt sich aus der gemeinsamen Betrachtung aller Teilfragen.

7.2 Anwendungen und Limitierungen der Methodik

Das Konzept zur Bestimmung der Netzspannungsqualität auf einem verteilten Messgerät, wie dem SICAM EGS, stellt eine kostengünstigere Alternative zu einem Klasse A Netzanalysegerät dar. Mit dem kostengünstigeren Gerät ist eine Überwachung der Netzspannungsqualität in einem gesamten Verteilnetz möglich. Zum einen kann das Gerät für kurzfristige Anwendungen eingesetzt werden, bei denen innerhalb der Netzregelung auf Ereignisse reagiert wird. Des Weiteren ermöglicht das Gerät Langzeitbeobachtungen, um etwaige Trends zu identifizieren. In Anbetracht der Energiewende und der damit einhergehenden Zunahme dezentraler Energieerzeuger stößt das Energienetz zunehmend an seine Grenzen. Das Tool versetzt Verteilnetzbetreiber in die Lage, Daten und Informationen aus ihren Netzen in höherer Quantität und Qualität zu generieren, um den aktuellen Herausforderungen adäquat zu begegnen. Die durchgeführte Untersuchung hat ferner ergeben, dass der SICAM EGS eine optimierte Überwachung von Leistungsflüssen und Netzzuständen innerhalb der Netze ermöglicht. Dies stellt neben der Power Quality eine weitere Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber dar, um detailliertere Einblicke in die Netze zu gewinnen. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das entwickelte Konzept in Energieversorgungsnetzen eingesetzt werden kann.

In Bezug auf die Methodik sind zwei Punkte zu berücksichtigen, die auf den SICAM EGS zurückzuführen sind. Hier ist zum einen das Aggregationsintervall von 10 s zu nennen, welches insbesondere für Frequenzmessungen in den Normen gefordert wird. Zum anderen bietet der SICAM EGS keine Möglichkeit, Flicker zu bestimmen, welche ebenfalls Teil der Norm EN 50160 sind. Allerdings ermöglicht die Zusammensetzung des kubischen PQ-Index die Aussetzung einzelner Parameter, welche vom verwendeten Messgerät nicht bestimmt werden können. Somit ist ein breites Monitoring in diversen Anwendungen dennoch mit diesem Konzept möglich.

7.3 Zusammenfassung und Ausblick

Die vorliegende Diplomarbeit befasst sich mit den aktuellen Herausforderungen in Verteilnetzen und deren Auswirkungen. Der Ausbau der erneuerbaren Energieträger als Beitrag zur Energiewende und zur Erreichung der Klimaziele stellt die Energieversorgungsnetze vor Herausforderungen. In diesem Kontext wird auch dem Begriff der Netzspannungsqualität eine höherwertende Bedeutung zugeschrieben. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt daher eine Erläuterung der geltenden Normen und Parameter der Netzspannungsqualität. Des Weiteren werden aktuelle Forschungsfragen zu diesem Themenbereich erörtert.

Im Hinblick auf ein effizientes Monitoring der Netzspannungsqualität erfolgte eine detaillierte Betrachtung und Analyse zweier Messgeräte. In diesem Kontext sei zunächst das All-in-one-Spannungs- und Strommessgerät SICAM EGS erwähnt. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurde ein Vergleichsmessgerät, ein Netzanalysator der Klasse A gemäß DIN EN 61000-4-30, das SICAM Q200, herangezogen. Die beiden Messgeräte wurden zunächst anhand eines theoretischen Vergleichs analysiert. Die Gegenüberstellung der beiden Messgeräte ergab, dass das kostengünstigere Modell, der SICAM EGS, in einigen Punkten dem SICAM Q200 unterlegen ist. In vielen Anwendungsfällen kann jedoch das kostengünstigere Gerät dem Vergleichsgerät vorgezogen werden. Der Vergleich der beiden Messgeräte wurde anhand von Messungen im Labor fortgesetzt, wobei sich gezeigt hat, dass der SICAM EGS auch in der Realität dem SICAM Q200 wenig unterlegen ist. Diesbezüglich wies das kostengünstigere Messgerät eine ebenso hohe Messgenauigkeit in Bezug auf Netzspannungen und Netzfrequenz auf.

Im zweiten Hauptteil dieser Diplomarbeit wurden zwei Konzepte zur effizienten Überwachung der Netzspannungsqualität näher betrachtet. Eine Analyse der beiden Konzepte konnte Vor- und Nachteile aufzeigen, woraufhin ein Konzept mit kubischer Mittelung der Parameter der EN 51060 zur näheren Betrachtung herangezogen wurde. Im Rahmen einer Implementierung konnte gezeigt werden, dass diese Methodik auf dem kostengünstigeren SICAM EGS umgesetzt werden kann. Dabei wurden verschiedene Aggregationsintervalle für die Ermittlung der Messgrößen untersucht. Ergebnis dieser Untersuchung war, dass für verschiedene Anwendungen unterschiedliche Aggregationsintervalle besser geeignet sind. Für die Entwicklung eines Gesamtkonzeptes wurde diese Methodik um eine einfache Darstellungsmöglichkeit für ein gesamtes Energieversorgungsnetz erweitert. Dazu wurde eine Methode entwickelt, um die Ergebnisse des kubischen PQ-Parameters übersichtlich darzustellen. Hierbei wurde eine Verbindung zum zweiten betrachteten Konzept hergestellt, indem die Ergebnisse des kubischen PQ-Index mittels farbiger Indikatoren auf einer Karte dargestellt werden. Dabei erhält jede Messstelle bzw. jedes Messgerät einen eigenen Eintrag in der Karte.

Die vorliegende Arbeit präsentiert ein umfassendes Konzept zur Überwachung der Netzspannungsqualität. Bei der Ausarbeitung und Diskussion des vorliegenden Konzepts wurden verschiedene Aspekte berücksichtigt. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurde eine detaillierte Literaturrecherche zu den aktuellen Themen der Netzspannungsqualität und der Verteilnetzüberwachung durchgeführt. In der Folge wurde eine theoretische Analyse zweier Messgeräte vorgenommen, wobei die geltenden Normen der Netzspannungsqualität Berücksichtigung fanden. Nach den theoretischen Aspekten wurden Messreihen zum praktischen Vergleich der gewählten Messgeräte durchgeführt. Zudem wurde das erstellte Konzept anhand des SICAM EGS in praktischen Anwendungen verifiziert. Der Umstand, dass es nur wenig öffentliche Daten zu Netzspannungsmessungen gibt, konnte in diesem Kontext verbessert werden. Anhand der durchgeführten Analysen und Validierungen zeigt sich, dass der SICAM EGS für ein breites Spektrum an Überwachungsanwendungen in Energieversorgungsnetzen geeignet ist und über die implementierte Analysefunktion ein Monitoring der Netzspannungsqualität ermöglicht.

Im Rahmen künftiger Forschungsarbeiten könnte eine Erweiterung der Analyseapplikation für weitere Netzparameter von Interesse sein, die aktuell mit dem SICAM EGS nicht gebildet werden können. Eine Erweiterung um statistische Parameter, die auf die Zeiten und Häufigkeiten der Ereignisse eingehen, könnte Gegenstand künftiger Forschungsarbeiten werden. Die Einbindung von künstlicher Intelligenz, beispielsweise in Form einer Kooperation mit dem Projekt *INFRADAPT* [57], welches sich mit der optimalen Platzierung von Netzinfrastruktur in Niederspannungsnetzen befasst, kann zu einer weiteren Verbesserung des Gesamtkonzepts beitragen.

Literaturverzeichnis

- [1] “DIN EN 61000-4-30: Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 4-30: Prüf- und Messverfahren – Spannungsqualitätsmessverfahren,” 2023.
- [2] “EN 50160: Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks,” 2022.
- [3] Factsheet: Erneuerbaren Ausbau jetzt! [oesterreichs energie Website]. Letzter Zugriff: 05.07.2024. [Online]. Available: https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Factsheets/Factsheet_Erneuerbaren_Ausbau.pdf
- [4] Klimadashboard, “Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung,” 2024, Letzter Zugriff: 14.11.2024. [Online]. Available: <https://klimadashboard.at/energie/erneuerbare-energien>
- [5] Siemens AG, “Digital Asset Management: SICAM EGS,” Letzter Zugriff: 16.07.2024. [Online]. Available: <https://assets.new.siemens.com/content/siemens/assets/ui/en/search.html#/asset/sid:615fd1e9-1cbb-425e-b887-7e7ed6143882>
- [6] —, “Digital Asset Management: SICAM Q200,” Letzter Zugriff: 16.07.2024. [Online]. Available: <https://assets.new.siemens.com/content/siemens/assets/ui/en/search.html#/asset/sid:12815cee-c32a-4adc-ab99-865843d746ee>
- [7] CMC 256plus. [Omicron Energy Website]. Letzter Zugriff: 21.09.2024. [Online]. Available: <https://www.omicronenergy.com/de/produkte/cmc-256plus/>
- [8] U. Tauschek, M. Baumann, R. Bergmayer, G. Bitzan, L. Fiedler, M. Liesinger, M. Radauer, W. Schaffer, R. Schmaranz, K. Schüller *et al.*, “Digitalisierung der Netzführung im Verteilernetz–Netzführung 2025,” *Österreichs Energie*, März, 2018.
- [9] R. Schmaranz, L. Fiedler, R. Bergmayer, M. Hochwarter, B. Frittum-Lafer, H. Buzanich, W. Schaffer, C. Ammer, T.-S. T. AG, R. Schlögl *et al.*, “Zukünftige Herausforderungen im Verteilernetzbetrieb,” *16. Symposium Energieinnovation, Graz*, 2020.

- [10] H. Renner, "Erbringung von Systemdienstleistungen in zukünftigen Übertragungs- und Verteilnetzen," in *Symposium Energieinnovation: EnInnov 2016*, 2016.
- [11] Netz Burgenland GmbH, "Netzentwicklungsplan 2024 für das Verteilernetz der Netz Burgenland GmbH," 2024, Letzter Zugriff: 12.11.2024. [Online]. Available: https://www.eutilities.at/api/files/oeedbapp/VNEP/Netzentwicklungsplan_Netz_Burgenland_2024.pdf
- [12] Wiener Netze GmbH, "Netzentwicklungsplan Wiener Netze GmbH 2024," 2024, Letzter Zugriff: 12.11.2024. [Online]. Available: https://www.eutilities.at/api/files/oeedbapp/VNEP/Netzentwicklungsplan_Wiener_Netze_2024.pdf
- [13] O. D. Doleski, *Realisierung Utility 4.0 Band 2: Praxis der digitalen Energiewirtschaft vom Vertrieb bis zu innovativen Energy Services*. Springer-Verlag, 2019.
- [14] W. Nerreter, *Grundlagen der Elektrotechnik*, 4th ed. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, 2024. [Online]. Available: <https://www.hanser-elibrary.com/doi/abs/10.3139/9783446481596>
- [15] R. Bodnar, A. Otčenášová, M. Regul'a, and D. Szabo, "Measurement of harmonics in low-voltage network on the border between svk and cze," in *Proceedings of the 2014 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*. IEEE, 2014, pp. 217–222.
- [16] A. Arranz-Gimon, A. Zorita-Lamadrid, D. Morinigo-Sotelo, and O. Duque-Perez, "A review of total harmonic distortion factors for the measurement of harmonic and interharmonic pollution in modern power systems," *Energies*, vol. 14, no. 20, p. 6467, 2021.
- [17] H. Dghim, A. El-Naggar, and I. Erlich, "Harmonic distortion in low voltage grid with grid-connected photovoltaic," in *2018 18th international conference on harmonics and quality of power (ICHQP)*. IEEE, 2018, pp. 1–6.
- [18] M. H. Samimi, A. Mahari, M. A. Farahnakian, and H. Mohseni, "The rogowski coil principles and applications: A review," *IEEE Sensors Journal*, vol. 15, no. 2, pp. 651–658, 2015.
- [19] Wien Energie GmbH. (2024) Das österreichische Stromnetz. [Wien Energie Website]. Letzter Zugriff: 15.11.2024. [Online]. Available: <https://positionen.wienenergie.at/wissenshub/einfach-erklart/rund-um-die-energiewende/oesterreichisches-stromnetz/>
- [20] Austrian Power Grid AG. Stromnetz Österreich. [APG Website]. Letzter Zugriff: 15.11.2024. [Online]. Available: <https://www.apg.at/stromnetz/stromnetz-oesterreich/>

- [21] Heinrich Böll Stiftung, Green European Foundation, European Renewable Energies Federation und Le Monde diplomatique, “Energieatlas Daten und Fakten über die Erneuerbaren in Europa,” 2018.
- [22] J. Scheffler, *Verteilnetze auf dem Weg zum Flächenkraftwerk*. Springer, 2016.
- [23] K. Dehghanpour, Z. Wang, J. Wang, Y. Yuan, and F. Bu, “A survey on state estimation techniques and challenges in smart distribution systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 2312–2322, 2018.
- [24] M. Meyrath, “Photovoltaik-Boom: Jährlich 100.000 neue Zählpunkte,” 2023, Letzter Zugriff: 14.11.2024. [Online]. Available: <https://kurier.at/wirtschaft/photovoltaik-boom-jaehrlich-100000-neue-zaehlpunkte-e-control-energiewende/402513034>
- [25] G. Strobl, “Immer mehr Staus bei Photovoltaik wegen Schwächen im Stromnetz,” 2023, Letzter Zugriff: 14.11.2024. [Online]. Available: <https://www.derstandard.de/story/3000000177531/immer-mehr-staus-bei-photovoltaik-wegen-schwaechen-im-stromnetz>
- [26] M. H. Bollen, “What is power quality?” *Electric power systems research*, vol. 66, no. 1, pp. 5–14, 2003.
- [27] S. Sahoo, “Recent trends and advances in power quality,” *Power Quality in Modern Power Systems*, pp. 337–358, 2021.
- [28] E-Control. (2024) Statistik über die Spannungsqualität in Österreich 2024. [E-Control Website]. Letzter Zugriff: 15.11.2024. [Online]. Available: https://www.e-control.at/documents/1785851/0/2023_PQ_Bericht_final.pdf/33543c8e-2117-e6cb-8cb6-096b92737556?t=1731317364229
- [29] EPRI. (2001) Power Quality Data Interchange Format (PQDIF) Software Verification and Demonstration Test Bed for Power Quality and Advanced Revenue Meters. Letzter Zugriff: 13.11.2024. [Online]. Available: <https://www.epri.com/research/products/1005935>
- [30] J. Mendia, “Power Quality Monitoring Part 1: The Importance of Standards-Compliant Power Quality Measurements,” <https://eepower.com/technical-articles/power-quality-monitoring-part-1-the-importance-of-standards-compliant-power-quality-measurements/>, Mai 2023, Letzter Zugriff: 03.06.2024.
- [31] R. S. Kumar, I. G. C. Raj, S. Saravanan, P. Leninpugalhanthi, and P. Pandiyan, “Impact of power quality issues in residential systems,” in *Power Quality in Modern Power Systems*. Elsevier, 2021, pp. 163–191.

- [32] V. Lackovic. Power Quality Measurements - Essential Theory. [Continuing Education and Development]. Letzter Zugriff: 15.11.2024. [Online]. Available: <https://www.cedengineering.com/userfiles/Power%20Quality%20Measurements%20-%20Essential%20Theory-R1.pdf>
- [33] A. F. Zobaa, R. Bansal, and M. Manana, *Power quality: Monitoring, analysis and enhancement*. BoD–Books on Demand, 2011.
- [34] J. Kilter, S. Elphick, J. Meyer, and J. V. Milanovic, “Guidelines for power quality monitoring-results from cigre/cired jwgc c4. 112,” in *2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*. IEEE, 2014, pp. 703–707.
- [35] A. Alkhalifah and M. Khalid, “Power quality in electrical network—a practical case,” in *2022 5th International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA)*, vol. 1. IEEE, 2022, pp. 1–6.
- [36] V. Püvi, T. Tukia, M. Lehtonen, and L. Kütt, “Survey of a power quality measurement campaign in low-voltage grids,” in *2019 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ) & 2019 Symposium on Electrical Engineering and Mechatronics (SEEM)*. IEEE, 2019, pp. 1–7.
- [37] H. Shao, R. Henriques, H. Morais, and E. Tedeschi, “Power quality monitoring in electric grid integrating offshore wind energy: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 191, p. 114094, 2024.
- [38] J. E. Caicedo, D. Agudelo-Martínez, E. Rivas-Trujillo, and J. Meyer, “A systematic review of real-time detection and classification of power quality disturbances,” *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 8, no. 1, pp. 1–37, 2023.
- [39] M.-g. Tan, C. Zhang, and B. Chen, “Configuration of power quality monitor considering voltage sag location,” *Electric Power Systems Research*, vol. 223, p. 109681, 2023.
- [40] W. L. Rodrigues, F. Borges, A. F. d. S. Veloso, R. Rabelo, and J. Rodrigues, “Low voltage smart meter for monitoring of power quality disturbances applied in smart grid,” *Measurement*, vol. 147, p. 106890, 2019.
- [41] V. Ignatova, D. Villard, and J.-M. Hypolite, “Simple indicators for an effective power quality monitoring and analysis,” in *2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*. IEEE, 2015, pp. 1104–1108.
- [42] W. Schoeffer, “Beitrag zur Definition eines Power Quality Index,” *15. Symposium Energieinnovation, Graz*, 2018.

- [43] —, “Power Quality Index: Erfahrungen und Umsetzung,” *16. Symposium Energieinnovation, Graz*, 2020.
- [44] (2024) SICAM EGS. [Siemens SICAM EGS Website]. Letzter Zugriff: 13.05.2024. [Online]. Available: <https://www.siemens.com/de/de/produkte/energie/energieautomatisierung-und-smart-grid/power-automation-platform-sicam8/sicam-egs-enhanced-grid-sensor.html>
- [45] R. Awati. (2024) Remote terminal unit (RTU). [TechTarget]. Letzter Zugriff: 31.10.2024. [Online]. Available: <https://www.techtarget.com/whatis/definition/remote-terminal-unit>
- [46] Siemens AG, “Digitalisierung Ihres Verteilnetzes,” 2024, Letzter Zugriff: 23.10.2024. [Online]. Available: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:a589bdde-7afd-41ad-9be8-f6c6c4f6ef1d/Digitalisierung-Ihres-Verteilnetzes.pdf>
- [47] —, “SICAM EGS – Gateway für Ortsnetzstationen in Energieverteilnetzen,” 2023, Letzter Zugriff: 23.10.2024. [Online]. Available: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:5693ad5c-6b8f-491c-918c-48452b23b014/SICAM-EGS-Steckbrief.pdf>
- [48] C. M. Ramya, M. Shanmugaraj, and R. Prabakaran, “Study on zigbee technology,” in *2011 3rd International Conference on Electronics Computer Technology*, vol. 6, 2011, pp. 297–301.
- [49] Multifunktionaler Rekorder - SICAM Q200. [Siemens SICAM Q200 Website]. Letzter Zugriff: 13.05.2024. [Online]. Available: <https://www.siemens.com/de/de/produkte/energie/energieautomatisierung-und-smart-grid/netzqualitaet-und-messung/netzqualitaetsrekorder-sicam-q200.html>
- [50] Siemens AG, “SICAM Power Quality and Measurement,” 2017, Letzter Zugriff: 31.10.2024. [Online]. Available: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:1a3ea187-9475-48e3-b94a-3978d2e1651e/SICAM-PQ-Katalog.pdf>
- [51] “Definitions of voltage unbalance,” *IEEE Power Engineering Review*, vol. 21, no. 5, pp. 49–51, 2001.
- [52] MQTT: The Standard for IoT Messaging. [MQTT Website]. Letzter Zugriff: 05.06.2024. [Online]. Available: <https://mqtt.org/>
- [53] Messwandler für Wechselgrößen. [a-eberle Website]. Letzter Zugriff: 21.10.2024. [Online]. Available: <https://www.a-eberle.de/infobrief/infobrief-1/>
- [54] A. Chidurala, “High penetration of pv systems in low voltage distribution networks: Investigation of power quality challenges and mitigation,” 2016.

- [55] Siemens AG, "Siemens Campus Microgrid," 2024, Letzter Zugriff: 28.10.2024. [Online]. Available: <https://www.siemens.com/at/de/unternehmen/themenfelder/siemens-campus-microgrid.html>
- [56] Folium. [github - Folium]. Letzter Zugriff: 05.09.2024. [Online]. Available: <https://python-visualization.github.io/folium/latest/#>
- [57] TU Wien. (2024) Climate change resilient energy infrastructure through AI-based adaptation (INFRADAPT). [INFRADAPT Website]. Letzter Zugriff: 12.11.2024. [Online]. Available: <https://project-infradapt.eu/>