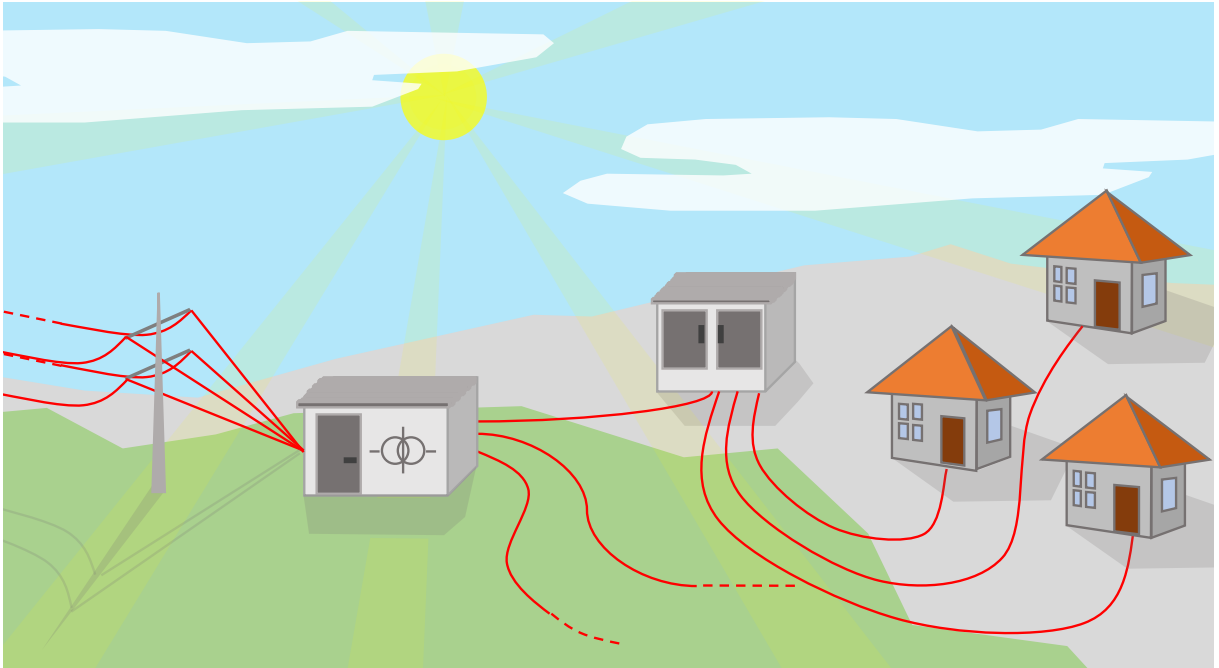




Schlussbericht vom 8. April 2024

QuVert

Nutzung von Qualitätsreserven in elektrischen Verteilnetzen



Quelle: Berner Fachhochschule



Berner
Fachhochschule



Datum: 8. April 2024

Ort: Biel/Bienne

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Ko-Finanzierung:

AEW Energie AG, CH-5001 Aarau
Camille Bauer Metrawatt AG, CH- 5610 Wohlen
Energie Service Biel/Bienne, CH-2501 Biel
Energie Thun AG, CH-3607 Thun
Industrielle Betriebe Murten, CH-3280 Murten
Primeo Netz AG, CH-4142 Münchenstein
Repower AG, CH-7742 Poschiavo
Service Industriels de Genève, CH-1219 Le Lignon

Subventionsempfänger/innen:

Berner Fachhochschule (BFH), Labor für Elektrizitätsnetze
Quellgasse 21, CH-2503 Biel
www.ti.bfh.ch

HES-SO Valais-Wallis
Rue de l'Industrie 23, CH-1950 Sion
www.hevs.ch

Autoren:

Stefan Schori, BFH, stefan.schori@bfh.ch
Ron Buntschu, BFH, ron.buntschu@bfh.ch
Michael Höckel, BFH, michael.hoeckel@bfh.ch
Dominique Roggo, HES-SO, dominique.roggo@hevs.ch
Blaise Evéquo, HES-SO, blaise.evequoz@hevs.ch
Max Ulrich, Camille Bauer Metrawatt, max.ulrich@camillebauer.com
Roger Rölli, Camille Bauer Metrawatt, roger.roelli@camillebauer.com
Andreas Gut, IB-Murten, a.gut@ibmurten.ch
Tyler Bacciarini, Primeo Netz AG, t.bacciarini@primeo-energie.ch



BFE-Projektbegleitung:

Dr. Michael Moser, michael.moser@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502075-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Zur Untersuchung von Qualitätsreserven in Verteilnetzen wurden während rund drei Jahren in verschiedenen Mittel- und Niederspannungsnetzen von sechs Netzbetreibern die Spannungsqualität (PQ) und die Auslastung erfasst. Die Einhaltung der EN 50160 wurde auch in Fällen analysiert, in denen vom Verteilnetzbetreiber (VNB) gewisse Anlagen bewusst über die Grenzen der heutigen «Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen DACHCZ» (TRBNr DACHCZ) hinaus zugelassen wurden. Das Ziel des Projekts war, auf Basis von Messungen in realen Verteilnetzen und einer umfassenden Datenanalyse die technischen und wirtschaftlichen Potenziale hinsichtlich der Einhaltung der Spannungsqualität durch die Anwendung verschiedener Massnahmen aufzuzeigen. Die Analysen ergaben, dass die untersuchten Nieder- und Mittelspannungsnetze im Allgemeinen mittlere bis grosse Qualitätsreserven in Bezug auf Auslastung und Spannungsqualität aufweisen. Jedoch können Spannungsqualitätsprobleme bei einer Häufung gleichartiger Geräte und Anlagen auftreten. Es wurde festgestellt, dass eine Abweichung von der 3%-Regel gemäss den TRBNr DACHCZ möglich ist, solange Netzsimulationen zeigen, dass die Spannungsgrenzwerte an allen Netzknoten eingehalten werden. Dies steht im Einklang mit den technischen Regeln und könnte den zusätzlichen Anschluss von Photovoltaikanlagen ohne Netzverstärkung ermöglichen. Unterschiedliche Massnahmen wurden untersucht, um die Spannungsqualität sicherzustellen, darunter die Anpassung der Trafostufe, PV-Regelungen und die Überwachung mit PQ-Messgeräten. Ein spezifisches Konzept «Messen und Regeln» wurde bei einem Netzbetreiber implementiert und evaluiert. Des Weiteren wurde ein generisches Überwachungskonzept formuliert, das Empfehlungen für die Auswahl permanenter Messpunkte abgibt und ein einfaches Messgerät vorschlägt. Die Massnahme «Überwachung» kann durch eine kontinuierliche Messung der Spannungsqualität an neuralgischen Netzknoten durch Kenntnis der Qualitätsreserven die Sicherheit bieten, dass auch dann keine Grenzwertverletzungen auftreten, wenn Netzanschlüsse ohne weitere Massnahmen zugelassen werden. Bei einer zunehmenden Elektrifizierung schaffen die Netzzustandsdaten Transparenz im Netz, um dieses effizient zu nutzen und um Netzengpässe frühzeitig zu erkennen.

Résumé

Afin d'étudier la marge de qualité présente sur les réseaux de distribution, la qualité de la tension et le facteur de charge de différents réseaux moyenne et basse tension de six gestionnaires de réseau de distribution (GRD) ont été mesurés pendant environ trois ans. Le respect de la norme EN 50160 a également été analysé dans les cas où le gestionnaire de réseau de distribution a délibérément autorisé certaines installations au-delà des limites actuellement proposées par les « Règles techniques pour l'évaluation des perturbations de réseaux DACHCZ ». L'objectif du projet était d'évaluer les opportunités techniques et économiques pour le maintien de la qualité de la tension par l'application de différentes stratégies, sur la base de mesures effectuées dans des réseaux de distribution réels et d'une analyse approfondie des données. Les analyses ont confirmé que les réseaux moyenne et basse tension étudiés disposaient globalement de marges de qualité et de réserves d'utilisation modérées à importantes. Toutefois, des problèmes de qualité de la tension peuvent survenir en cas de concentration d'appareils ou d'installations similaires. Il est estimé qu'une dérogation à la règle des 3 % selon les règles techniques DACHCZ est possible pour autant que des simulations de réseau confirment que les valeurs limites de tension sont respectées à tous les nœuds du réseau. Cette démarche demeure conforme aux règles techniques et permettrait le raccordement supplémentaire d'installations photovoltaïques sans renforcement du réseau. Différentes approches permettant de garantir la qualité de la tension ont été étudiées, notamment l'adaptation du niveau de tension des transformateurs, le réglage des installations photovoltaïques et la surveillance à l'aide d'appareils de mesure de la qualité de la tension. Un concept spécifique de « mesure et réglage » a été mis en œuvre et évalué par un gestionnaire de réseau participant au projet. En outre, un concept générique de surveillance basé sur un instrument de mesure simplifié et des recommandations pour le choix des points de mesure permanents ont été proposés. La méthode «Überwachung» mesure de manière continue la qualité de la tension aux nœuds critiques du réseau,



identifiés par la détermination de la marge de qualité. Cette méthode permet de garantir qu'aucun dépassement des valeurs limites fixées ne se produise, même lorsque des raccordements supplémentaires au réseau seraient autorisés sans disposition particulière. Dans un contexte d'électrification croissante, les données sur l'état du réseau créent de la transparence sur les contraintes d'utilisation du réseau et permettent d'augmenter son taux d'utilisation tout en anticipant d'éventuels risques de congestion.

Summary

To investigate quality reserves in distribution grids, the power quality and the loading of the grid infrastructure were measured in various medium- and low-voltage grids of six grid operators over a period of around three years. Compliance with EN 50160 was also analyzed in cases where the distribution system operator permitted certain systems beyond the limits of the current «Technical Rules for the Assessment of Network Disturbances DACHCZ». The aim of the project was to use measurements in real distribution grids and a comprehensive data analysis to demonstrate the technical and economic potential for maintaining power quality by applying different measures. The analyses showed that the examined low and medium-voltage grids generally have medium to large quality reserves in terms of loading and power quality. However, power quality issues can occur in the case of an accumulation of similar devices and systems. It was concluded that a deviation from the 3 % rule in accordance with the technical rules is possible as long as grid simulations show that the voltage limits are maintained at all grid nodes. This is consistent with the technical rules and could enable the additional connection of photovoltaic systems without grid reinforcement. Several measures were investigated to ensure power quality, including adapting the transformer's tap position, photovoltaics controls and monitoring with power quality measuring devices. A specific «measurement and control» concept was implemented and evaluated together with one grid operator. Furthermore, a generic monitoring concept was formulated that provides recommendations for the selection of permanent measuring points and suggests a simple measuring device. By continuously measuring the power quality at critical grid nodes and knowing the quality reserves, the measure «monitoring» helps to ensure that no limit violations occur even if grid connections are permitted without further measures. With increasing electrification, data on grid conditions provides transparency in the grid so that it can be used efficiently, and bottlenecks can be identified at an early stage.



Take-home messages

- **Spannungsqualität und Auslastung:** Die Analyse der untersuchten Verteilnetze zeigte, dass diese im Allgemeinen mittlere bis grosse Qualitätsreserven bezüglich Auslastung und Spannungsqualität aufweisen. Allerdings können in Trafokreisen mit vielen neuen Anschlüssen Spannungsqualitätsprobleme durch eine Häufung von gleichartigen Geräten auftreten. Es wurde festgestellt, dass die Spannungsqualität nicht zwangsläufig mit der Auslastung korreliert. Einerseits sind relevante NetZRückwirkungen bereits bei geringer Auslastung möglich, einfach dadurch, dass gewisse Anlagen an das Netz angeschlossen sind. Andererseits konnte beim Ein- und Ausschalten von Anlagen beobachtet werden, dass dies zwar einen Einfluss auf das Spannungsniveau hatte, aber die restlichen Spannungsqualitätsparameter kaum beeinflusst wurden. Dies unterstreicht die Notwendigkeit einer individuellen Bewertung der Netzsituation bei der Implementierung von Massnahmen zur Einhaltung der Spannungsqualität.
- **Abweichung von der 3%-Regel gemäss den technischen Regeln:** Eine Abweichung von der 3%-Regel ist möglich, wenn Netzsimulationen zeigen, dass Spannungsgrenzwerte an allen Netzknoten eingehalten werden. Dies steht auch nicht im Widerspruch mit den TRBNr DACHCZ. Dies kann den zusätzlichen Anschluss von Photovoltaikanlagen ohne Netzverstärkung ermöglichen.
- **Massnahmen zur Einhaltung der Spannungsqualität:** Im Projekt wurden verschiedene Massnahmen zur Einhaltung der Spannungsqualität untersucht. Darunter befanden sich die Anpassung der Trafostufe, die PV-Regelung (Wirk- und Blindleistungsregelung) und die Überwachung mit PQ-Messgeräten. Ein neues Konzept «Messen und Regeln» wurde bei einem Netzbetreiber implementiert und untersucht. Die Wahl der Massnahme hängt von der individuellen Netzsituation ab. Es empfehlen sich Netzsimulationen für einen Vergleich der verschiedenen Möglichkeiten. Das Ziel ist die Umsetzung von gezielten und kosteneffizienten Lösungen. Sie sollen die Einhaltung der Spannungsqualität bei einer optimalen Ausnutzung des Stromnetzes sicherstellen.
- **Generisches Überwachungskonzept:** Die Messungen in verschiedenen Mittel- und Niederspannungsnetzen zeigten zum Teil erhebliche Qualitätsreserven an den einzelnen Netzknoten. Aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung steigt allerdings die Netzbelastung und damit nehmen wohl auch die NetZRückwirkungen zu, weshalb eine kontinuierliche Überwachung von neuralgischen Netzknoten wichtig ist, um die Einhaltung der Spannungsqualität zu gewährleisten. Das vorgeschlagene generische Überwachungskonzept gibt daher Empfehlungen für das Vorgehen bei der Wahl der permanenten Messpunkte ab. Darüber hinaus wurde ein einfaches Messgerät postuliert. Diese Ergebnisse sollen eine effiziente Nutzung von PQ-Messgeräten unterstützen, indem insbesondere die relevantesten Parameter an den Netzknoten mit eher geringer Qualitätsreserve oder erwarteter Verschlechterung der Spannungsqualität überwacht werden. Eine Überwachung der Spannungsqualität kann durch Kenntnis der Qualitätsreserven die Sicherheit bieten, dass auch dann keine Grenzwertverletzungen auftreten, wenn weitere Netzanschlüsse ohne Massnahmen zugelassen werden.



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	10
1.1	Ausgangslage und Hintergrund	10
1.2	Motivation des Projekts	10
1.3	Projektziele	11
1.4	Projektpartner	11
2	Vorgehen und Methode	12
2.1	Kriterien für die Auswahl der Netze	12
2.2	Methode	15
3	Messkampagnen (PQ und Auslastung)	18
3.1	Niederspannung: Netz B	18
3.2	Niederspannung: Netz C	23
3.3	Niederspannung: Netz D	28
3.4	Niederspannung: Netz E	32
3.5	Niederspannung: Netz F1	35
3.6	Mittelspannung: Netz A	38
3.7	Mittelspannung: Netz F2.....	43
4	Auswertung	45
4.1	Auslastung und Spannungsqualität bei Anwendung der heutigen Anschlussregeln	45
4.2	Auswirkungen auf das Netz durch Zubau von Anlagen ohne Massnahmen	49
4.3	Netzausbau im Vergleich mit den anderen Massnahmen.....	56
4.4	Betriebswirtschaftlicher Vergleich der Massnahmen	63
5	Beurteilung der heutigen Normen/Regeln mit Blick auf die Zukunft	68
5.1	Überblick zur Normierung	68
5.2	Aktivitäten IEC und CENELEC	69
5.3	Weitere Aktivitäten bezüglich der Entwicklung von PQ-Standards	71
5.4	Anwendung der 3%-Regel aus den TRBNr DACHCZ	72
5.5	Generelle Empfehlungen zur Anwendung der TRBNr DACHCZ	74
5.6	Praxisbeispiel: Anschlusspraxis im Netz C	77
6	Generisches Überwachungskonzept	79
6.1	Messungen im NS-Netz.....	79
6.2	Messungen im MS-Netz	80
6.3	Messungen in Netzen mit viel/wenig Qualitätsreserve	80
6.4	Anforderungen an das Messequipment	81
6.5	Postulierung eines einfachen Messgeräts.....	83
6.6	Praxisbeispiele	84
7	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	86



8	Ausblick und zukünftige Umsetzung	92
9	Publikationen	94
10	Literaturverzeichnis	95
11	Anhang	97
11.1	Gemessene Parameter	97
11.2	Messkampagne Netz B	98
11.3	Auswirkungen auf das Netz durch Zubau von Anlagen ohne Massnahmen	100
11.4	Aktivitäten der IEC TC 77A WG8	101
11.5	Aktivitäten der CENELEC TC 8X WG 03	109
11.6	Weitere Aktivitäten bezüglich der Entwicklung von PQ-Standards	111
11.7	Digitaler Zwilling	114



Abkürzungsverzeichnis

D	Verzerrungsblindleistung
DACHCZ	D = Deutschland, A = Österreich, CH = Schweiz, CZ = Tschechien
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
FF	Forschungsfrage
fNI	Frequenzabhängige Netzimpedanz
HA	Hausanschluss
I	Strom
kWp	Kilowatt Peak = Spitzenleistung
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
OS	Oberschwingung
P	Wirkleistung
P(U)-Regelung	Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung
P _{lt}	Langzeitflicker (Englisch: Long Term Flicker)
PLC	Powerline Communication
pu	per unit (dimensionslose Hilfsmasseinheit)
PV	Photovoltaik
PQ	Spannungsqualität (Englisch: Power Quality)
Q	Blindleistung
Q(U)-Regelung	Spannungsabhängige Blindleistungsregelung
RMS	Effektivwert (Englisch: Root Mean Square)
THD _I	Gesamtoberschwingungsgehalt des Stromes (Englisch: Total Harmonic Distortion)
THD _U	Gesamtoberschwingungsgehalt der Spannung
TRBNr	Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen
TS	Trafostation
U	Spannung
U _{hi}	Spannungsharmonische mit der Ordnungszahl i
U _n	Nennspannung (hier: 230 V Phase-Neutralleiter im Niederspannungsnetz)
k _{u2}	Spannungsunsymmetrie
VNB	Verteilnetzbetreiber
VK	Verteilkabine



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Der steigende Einsatz von Leistungselektronik sowie die Zunahme an dezentraler Einspeisung, Speicherung und flexiblen Lasten führen dazu, dass Fragen zu Rückwirkungen auf das Versorgungsnetz und deren Beurteilung immer mehr in den Vordergrund treten. Aufgrund der komplexen Zusammenhänge in der Praxis und der gegebenen Randbedingungen in Bezug auf Verfügbarkeit und Qualität unter Berücksichtigung von wechselnden Topologiezuständen ist es schwierig, Stromnetze wirtschaftlich zu optimieren. Für einen technisch korrekten und kosteneffizienten Betrieb der Verteilnetze der Zukunft mit fluktuierender und verteilter Energieeinspeisung und Verbrauch ist es eminent wichtig zu verstehen, welchen Einfluss verschiedene Netzvarianten und Belastungszustände auf die Netzstabilität und die Spannungsqualität haben.

Bei heutigen Netzanschlussgesuchen wenden die Verteilnetzbetreiber allgemein die «Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen» (TRBNr DACHCZ) [1] oder daraus abgeleitete, eigene Regeln an. Die Empfehlungen verfolgen das Grundkonzept, dass der Netzbetreiber in Bezug auf die Auslastung und auf die Spannungsqualität «auf der sicheren Seite» ist. Für Spannungsqualitätsparameter sind an den Übergabestellen klare Grenzwerte einzuhalten. Eine flächendeckende Überwachung der Qualität im Verteilnetz mit zusätzlichen Messgeräten wäre allerdings wirtschaftlich betrachtet nicht sinnvoll, weil die Qualitätsreserven an vielen Netzknoten heute noch gross sind. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, Kundenanlagen vor unzulässigen Beeinträchtigungen durch das Stromnetz zu schützen, kann dies aber nicht ständig überprüfen. Folglich ist eine entsprechend grosszügige Dimensionierung des Netzes unerlässlich. Nichtsdestotrotz ist der Netzbetreiber sehr interessiert, die Reserven in seinem Stromnetz zu kennen.

1.2 Motivation des Projekts

Zuverlässige elektrische Energieverteilnetze müssen die geforderten Leistungsflüsse gewährleisten und die Anforderungen an die Spannungsqualität gemäss der Norm EN 50160 [2] erfüllen. Ein wesentliches Hilfsmittel, um die Verteilnetze optimal zu nutzen, stellen im Bereich der Netzqualität die «Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen» (TRBNr DACHCZ) der Arbeitsgruppe EMV&PQ DACHCZ dar, mit denen grössere Anlagen vor der Inbetriebnahme einmalig, ex-ante, beurteilt werden. Ein Ziel der Beurteilung von Anschlussgesuchen nach den TRBNr DACHCZ ist, die an der Übergabestelle zum Netznutzer geltende Norm für die Spannungsqualität (EN 50160) einzuhalten. Mit den heutigen Möglichkeiten der Online-Analyse in Verteilnetzen drängt sich die Frage auf, ob das heutige Konzept der Netzauslegung durch weitere Konzepte, zum Beispiel mit intensiverer zusätzlicher ex-post Überwachung, ergänzt werden sollte. Um die Verteilnetze auch zukünftig technisch korrekt und kosteneffizient zu betreiben, wurde analysiert, welchen Einfluss verschiedene Netzvarianten und Belastungszustände auf die Spannungsqualität haben und ob kritische Zustände hervorgerufen werden.

Zur Untersuchung der Qualitätsreserven in den Verteilnetzen wurden während zwei Jahren und sieben Monaten in verschiedenen Mittel- und Niederspannungsnetzen die Spannungsqualität (PQ) und die Auslastung erfasst. Es wurden auch die Auswirkungen auf die Einhaltung der EN 50160 analysiert, wenn Anlagen bewusst über die Grenzen der heutigen Regeln, welche die Verteilnetzbetreiber (VNB) bei der Beurteilung von Anschlussgesuchen anwenden, hinaus zugelassen wurden. Das Ziel dieses Projekts war es, auf Basis von Messungen in realen Verteilnetzen und einer umfassenden Datenanalyse die technischen und wirtschaftlichen Potenziale durch die Anwendung verschiedener Massnahmen aufzuzeigen. Ein Vergleich der Massnahme «Netzausbau/-verstärkung» mit dem Konzept «Messen und Regeln» hat an einem Beispiel die Kosten der Lösungsansätze einander gegenübergestellt. Zudem wurde ein generisches Überwachungskonzept für die punktuelle, kontinuierliche Überwachung der Netze formuliert, was künftig bei der Umsetzung der alternativen Massnahme «Überwachung» unterstützen soll.



1.3 Projektziele

Im Projekt wurde mittels umfangreicher Messkampagnen erforscht, wie viel Reserve die Stromnetze bezüglich Spannungsqualität aufweisen und wie sich die zunehmende Netzauslastung auf die Spannungsqualität im normierten Bereich und darüber hinaus auswirkt. Heutzutage wird in Niederspannungsnetzen aus Kostengründen die Spannungsqualität nicht flächendeckend erfasst. Deren Ausprägung und die Einflüsse auf das Stromnetz durch neue Anlagen können also mit den aktuell vorhandenen Daten nicht wissenschaftlich beurteilt werden. Dieses Kenntnis ist jedoch entscheidend um die Stromnetze weiterhin kosteneffizient zu bauen. Aus der Projektidee ergaben sich die Forschungsfragen in Tabelle 1:

Nr.	Beschreibung
FF 1	Welche Netzauslastung ergibt sich bei der Anwendung der aktuellen Regeln der Verteilnetzbetreiber zur Beurteilung von Anschlussgesuchen?
FF 2	Welche Spannungsqualität ergibt sich in verschiedenen Netzen bei der Anwendung der aktuellen Regeln der Verteilnetzbetreiber zur Beurteilung von Anschlussgesuchen?
FF 3	Wie wirkt sich ein Zubau von Anlagen auf das Netz aus, wenn keine Massnahmen (z. B. Netzausbau) ergriffen werden?
FF 4	Wie wirkt sich der Netzausbau im Vergleich mit den anderen Massnahmen positiv aus?
FF 5	Welche Massnahmen sind im betriebswirtschaftlichen Vergleich am günstigsten?
FF 6	Wie optimal sind die heutigen Normen für eine effiziente Entwicklung zukünftiger Netze?
FF 7	Down-Sizing von PQ-Daten: Welches sind die in der Praxis relevanten PQ-Messparameter für die punktuelle und kontinuierliche Überwachung? Welche Messmethoden sind für die PQ-Messung zu empfehlen?

Tabelle 1: Forschungsfragen

In den Kapiteln 4 bis 6 sind die Auswertungen und Überlegungen zur Beantwortung der Forschungsfragen dokumentiert. Die Kapitel sind entsprechend thematisch geordnet. Die allgemeingültigen Aussagen, die sich aus den Untersuchungen ableiten liessen, befinden sich in Kapitel 7.

Im Rahmen des Projekts wurden Empfehlungen zur Messgeräteentwicklung und zum Messgeräteinsatz erarbeitet (Benchmark für das Monitoring beziehungsweise generisches Überwachungskonzept). Die Empfehlungen der TRBNr DACHCZ basieren vor allem auf theoretischen Betrachtungen zur Verteilung von Emissionen und Summationseffekten im Verteilnetz. Ein Ziel des Projekts war es auch, zu analysieren, welche Risiken die Netzbetreiber eingehen, wenn mehr Anlagen, als die aktuellen Anschlussregeln (z. B. DACHCZ-Regeln) erlauben, zugelassen werden.

1.4 Projektpartner

Das Projekt zeichnete sich durch eine enge Zusammenarbeit der Projektpartner aus, die auch nach dem Projektende weitergeführt wird, um die sich stellenden Herausforderungen gemeinsam zu meistern. Ein besonderer Dank gilt dem Bundesamt für Energie BFE und den beteiligten Institutionen für ihre Unterstützung. Im Projekt QuVert waren nebst der Berner Fachhochschule auch die Fachhochschule Westschweiz (HES-SO Valais-Wallis), Camille Bauer Metrawatt AG, AEW Energie AG, Energie Service Biel/Bienne, Energie Thun AG, IB-Murten, Repower AG, Primeo Energie und Services Industriels de Genève involviert.



2 Vorgehen und Methode

2.1 Kriterien für die Auswahl der Netze

Da die Topologie und die Geräte- beziehungsweise Anlagenstruktur in jedem Verteilnetz anders ist, war es wichtig, dass verschiedene Verteilnetze untersucht werden konnten. Sechs Verteilnetzbetreiber (ESB, IB-M, AEW, Primeo Energie, Repower und SIG) haben den Zugang zu unterschiedlichen Netzen mit diversen Anlagen ermöglicht. Dies war für das Projekt entscheidend. Es ist wesentlich, dass Netzurückwirkungen von Technologien, wie zum Beispiel der Photovoltaik, nicht nur in einem einzelnen Netz untersucht werden konnten, da diese auch abhängig von der Netztopologie und den anderen Anlagen im Netz sind. Energie Thun (EnT) hat eigene Erfahrungen und Ideen in das Projekt eingebracht und bei der Ausarbeitung von Empfehlungen mitgearbeitet. Der Messgerätehersteller Camille Bauer Metrawatt AG hat die benötigten PQ-Messgeräte und das entsprechende Mess-Know-how beigesteuert. In den Verteilnetzen der Projektpartner wurden über unterschiedliche Zeiträume PQ-Messgeräte installiert. Die Spannungsqualität und die Auslastung wurden untersucht und die Einflüsse unterschiedlicher Untersuchungsgegenstände wurden analysiert. Die Messdauer hing davon ab, welches Phänomen observiert werden sollte. In Netzen mit hoher Durchdringung von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) wurde beispielsweise über zirka ein Jahr zur Beobachtung der höchsten Werte der Spannung im Sommer als auch der niedrigsten Spannungen im Winter gemessen. Die Verteilnetze wurden als «Netz A» bis «Netz F» bezeichnet. Die Messungen sollten aufzeigen, welche Massnahmen für einen zuverlässigen Netzbetrieb technisch und ökonomisch sinnvoll wären, insofern kritische Pegel der Spannungsqualitätsparameter gemessen wurden.

In der Folge werden die gemessenen Netze vorgestellt. Tabelle 2 dient zur Übersicht der gewählten Netze und der darin enthaltenen Technologien. Danach folgt ein kurzer Beschrieb zu jedem der Netze mit einer Ausführung zum Grund und dem Ziel der jeweiligen Messkampagne.

Untersuchungsgegenstand Netz	Ladeinfrastruktur/ Elektromobilität	PV-Anlagen	Wärmepumpen	Kälteanlagen	Batteriespeicher	Landwirtschaft/ Industrie	Umschaltung der Netztopologie	weitere
Netz A						Industrie		MS-Netz, verzerrter Strom
Netz B	(x)	x	x			Landw.	x	Rückspeisung NE 5
Netz C	x	x	x		x			Energiemanagement
Netz D	(x)	x	x		x		x	
Netz E	x	x	x		x		x	
Netz F	x		x	x			x	Bergbahnen/Beschneigung

Tabelle 2: Auswahl der Netze



Netz A

In einer Mittelspannungsleitung zwischen einem Unterwerk (UW) und einer ferngesteuerten Schaltkabine (FSK) wurden durch den Netzbetreiber Ströme mit stark verzerrter Signalform gemessen. Die FSK steht in einem Industriegebiet, versorgt aber auch Wohn- und Gewerbegebiete. In einem ersten Schritt wurden im Projekt die Abgänge der Schaltkabine gemessen, um die Verzerrungen der einzelnen Abgänge zu identifizieren. Aufgrund der Ergebnisse dieser Analyse wurden die Messungen in den angeschlossenen Trafostationen und Niederspannungsnetzen fortgesetzt. Die Untersuchung dieser Messdaten sollte bei der Identifikation der Quellen dieser Verzerrungen helfen.

Netz B

Netz B ist ein Niederspannungsnetz (NS-Netz) in ländlichem Gebiet. In diesem Netz ist bei geringem Verbrauch sehr viel PV-Leistung installiert. Im Netzgebiet wurden zwei Trafokreise gemessen: B1 und B2. Im Trafokreis B1 liegt die installierte PV-Leistung bei 80 % der Trafoleistung. Im Trafokreis B2 sind lediglich 12 % der Trafoleistung in Form von PV-Anlagen installiert, allerdings ist der Trafokreis auch kaum belastet (die maximale Auslastung im Winter liegt bei 17 %). Aufgrund dieser Verhältnisse wird im Netzgebiet viel PV-Energie ins Mittelspannungsnetz eingespeist. Nach einer einfachen Beurteilung gemäss TRBNr DACHCZ (3%-Regel) ist Trafokreis B1 bereits maximal mit PV ausgebaut. Durch Messungen wurde die PQ überwacht und beurteilt, wie viel PV-Leistung noch installiert werden könnte, bevor Grenzwertverletzungen zu erwarten sind. Auf der Netzebene 7 konnten punktuell Topologieveränderungen durch Umschaltungen bewirkt werden.

Netz C

Dieses NS-Netz befindet sich in einem stadtnahen Einfamilienhausquartier. Es sind auf sehr kleinem Raum mehrere PV-Anlagen vorhanden. Zudem umfasst der Trafokreis auch Batteriespeicher, Ladestationen und Wärmepumpen. Aufgrund von verletzten PQ-Grenzwerten gemäss EN 50160 (Überspannung und Pegel der Spannungsharmonischen) musste die Leistung einiger PV-Anlagen auf 60 % begrenzt werden. Die Messungen in diesem Netzgebiet haben die Einführung von Massnahmen, die eine höhere Einspeiseleistung der abgeregelten Anlagen zulassen, begleitet. Dabei wurde eine intelligente Spannungsregelung implementiert, welche die Wirkleistung reduzieren aber auch die Blindleistung regeln kann.

Netz D

Netz D ist ein ländliches Netz mit viel installierter PV-Leistung. Im Sommer führt dies zu erhöhten Spannungswerten. Durch eine grossflächige Messung der Spannungsqualität in zwei benachbarten Trafokreisen ist beurteilt worden, wie die aktuelle Situation ist und ob weitere PV-Anlagen zugelassen werden können. Durch Umschaltungen der Netztopologie konnte der Einfluss des Topologiezustands geprüft werden. Die beiden Trafokreise weisen zusammen zirka 756 kVA PV-Leistung, 330 kVA Wärmepumpenleistung, 74 kWh Batteriespeicher und 1236 kW Boilerleistung auf.

Netz E

Im Netz E wurden die zwei unabhängigen Teilnetze E1 und E2 untersucht. Das Netz E1 am Stadtrand ist aufgrund der Hanglage und den schmalen Strassen schwierig auszubauen. Durch den gehobenen Wohnstandard ist bereits viel installierte PV-Leistung vorhanden und es ist mit einem raschen Zubau von Ladestationen für Elektroautos zu rechnen. Die Trafostation liegt am Rand des Versorgungsgebiets. Grössere Lasten sind jedoch insbesondere auch an den von der TS am weitesten entfernten Netzknoten angeschlossen. Im Jahr 2020 wurde ein minimaler Ausbau des Netzes realisiert. Mittels Umschaltungen lässt sich der Zustand vor dem Ausbau wiederherstellen. Anhand von PQ-Messungen und Messungen



der frequenzabhängigen Netzimpedanz (fNI) in diesem Gebiet, liessen sich die beiden Netzzustände vergleichen.

Um den Einfluss der Elektromobilität und von Topologieveränderungen auf die Spannungsqualität vertiefter zu analysieren, wurde das Netz E2 für Messungen bestimmt. Zentral im städtischen Gebiet befindet sich ein Wohnquartier mit Ladestationen. Ein Ausbau einer Verteilkabine (VK) sollte durchgeführt werden. Beim Bau der VK wurden zwei Stränge zusammengeführt werden, um die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur zu optimieren. Dies war eine Investition in den künftigen Betrieb des Netzes, da mit einem Ausbau der Ladeinfrastruktur in diesem Gebiet gerechnet wird. Der Ausbau wurde mittels PQ-Messungen begleitet und erfolgte im Frühjahr 2023.

Netz F

Hier wurden wiederum zwei Trafokreise, Netz F1 und Netz F2 analysiert. Im Netz F1 lag der Fokus auf der Elektromobilität und auf Wärmepumpen. In vom Wintersport geprägten Gebieten ist die Höchstlast in den Wintermonaten bei der Netzplanung zu berücksichtigen. Dabei tritt die Höchstlast nur während weniger Tage auf, wenn das Aufkommen des Tourismus besonders hoch ist. Durch den Ausbau der Ladestationen nimmt die Last in der Hochsaison noch stärker zu. Durch PQ-Messungen sollte einerseits geprüft werden, welche Reserven noch vorhanden sind und wo das Netz an seine Grenzen bezüglich Auslastung und Spannungsqualität stösst.

Mit einem einzelnen Messgerät wurde im Netz F2 zusätzlich in einer Trafostation (Mittelspannungsseite) gemessen. Diese Trafostation versorgt ein Skigebiet und die Messung sollte den Einfluss von Beschneigungsanlagen auf die Spannungsqualität aufzeigen.



2.2 Methode

Nach der Auswahl der Netze wurden gemeinsam mit den VNB Messpunkte zur Erfassung der Spannungsqualität und Auslastung definiert. Die Messgeräte wurden schliesslich über einen definierten Zeitraum installiert und vom VNB periodisch ausgelesen. Die Messdaten wurden der BFH übermittelt und schliesslich ausgewertet. In vier der Netze wurde zusätzlich an einigen Messpunkten fNI-Messung durchgeführt. In der Folge wird beschrieben, wie die Messpunkte anonymisiert und die Messdaten ausgewertet wurden.

Die Bezeichnung der Messpunkte sollte bei allen Netzen anonym und einheitlich sein (Abbildung 1). Bei Netz A erfolgte die Bezeichnung noch nach einer anderen Methode und wurde nicht mehr angepasst, da die Messungen und Auswertungen bereits vor dem Start der restlichen Messkampagnen abgeschlossen waren. Falls in einem Netz Messungen in mehreren Trafokreisen durchgeführt wurden, erhielten diese einen Index zugewiesen. Auch bei der Messung mehrerer Verteilungskabinen, PV-Anlagen (PV), Ladestationen oder Hausanschlüssen (HA) wurden individuelle Indizes zugewiesen. Bei PV-Anlagen und Ladestationen wurde die Leistung in die Bezeichnung miteinbezogen. Dies dient der Orientierung und vereinfacht die Betrachtung relevanter Messpunkte. Wurde ein Messpunkt mit «P» oder «C» bezeichnet, ist es nicht zwingend der Fall, dass direkt bei der Anlage gemessen wurde. Oft wurde in der VK der entsprechende Abgang der Anlage gemessen.

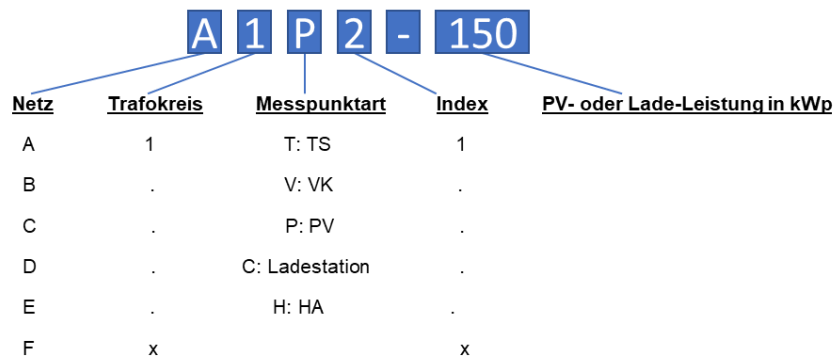


Abbildung 1: Bezeichnung der Messpunkte

Gemessen und ausgewertet wurden 10-Minuten-Mittelwerte verschiedener PQ-Parameter, darunter die RMS-Spannung und der RMS-Strom sowie Spannungs- und Stromharmonische, die Leistung und der Langzeitflicker. Die gemessenen Parameter werden in Tabelle 7 im Anhang dargestellt. Zur Analyse wurden die Messdaten exportiert. Der Datenexport der verwendeten Messgeräte erfolgt als PQDIF-Datei (pqd), einem normierten Datenformat für PQ-Daten. Da die Auswertung mittels Python erfolgte, wurde vorab ein Programm zur Konvertierung der pqd-Dateien in csv-Dateien geschrieben. Ein wichtiger Bestandteil der Auswertung war die Darstellung von PQ-Reserven. Zur Beurteilung der Qualitätsreserven wurde der Abstand jedes PQ-Parameters zu seinem jeweiligen Grenzwert gemäss EN 50160 betrachtet. Wenn der Grenzwert erreicht oder überschritten wird, führt dies zu einer Reserve von 0.0 per unit (pu). Die Reserven wurden tabellarisch dargestellt und mit Farben hinterlegt, um einen Überblick der Parameter mit ihren Reserven zu erhalten. Für die Bewertung nach EN 50160 muss jeweils ein volles Wochenintervall betrachtet werden. Die Messdaten wurden daher in Kalenderwochen gegliedert. Für jede Woche wurde schliesslich eine Grafik gespeichert und zusätzlich wurde eine Grafik erstellt, welche den niedrigsten Wert der PQ-Reserve jeder Woche für den jeweiligen Parameter beinhaltet. Abbildung 2 zeigt ein Beispiel der Darstellung der Qualitätsreserven. In der Folge werden einzelne Parameter und deren Berechnung genauer beschrieben.



	U_{max}	U_{min}	P_{It}	k_{u2}	THD_u	U_{h3}	U_{h5}	U_{h7}	U_{h9}	U_{h11}	U_{h13}	U_{h15}	U_{h17}	U_{h19}	U_{h21}	U_{h23}	U_{h25}
Messpunkt 1	0.42	0.80	0.59	0.57	0.14	0.18	0.19	0.17	0.45	0.84	0.92	0.76	0.91	0.91	0.89	0.94	0.94
Messpunkt 2	0.12	0.75	0.42	0.54	0.09	0.10	0.16	0.12	0.36	0.82	0.90	0.75	0.90	0.90	0.87	0.93	0.94
Messpunkt 3	0.35	0.79	0.55	0.54	0.12	0.14	0.17	0.14	0.40	0.83	0.92	0.75	0.91	0.91	0.89	0.93	0.94

Abbildung 2: Beispiel der Darstellung von Qualitätsreserven an drei Messpunkten

Spannung U_{max}

Beträgt der 10-Minuten-Mittelwert des Effektivwerts (RMS) der Spannung zu keinem Zeitpunkt des betrachteten Wochenintervalls mehr als 230 V (U_n), so liegt der Wert der Qualitätsreserve von U_{max} bei 1.00 pu.

Beträgt mindestens ein 10-Minuten-Mittelwert der RMS-Spannung im betrachteten Wochenintervall 253 V oder mehr ($U_{nenn} + 10\%$), so liegt der Wert der Qualitätsreserve von U_{max} bei 0.00 pu.

Beträgt der höchste 10-Minuten-Mittelwert der RMS-Spannung im betrachteten Wochenintervall $U_n + 5\%$ (halber Grenzwert), so liegt der Wert der Qualitätsreserve von U_{max} bei 0.50 pu.

Spannung U_{min}

Beträgt der 10-Minuten-Mittelwert der RMS-Spannung zu keinem Zeitpunkt des betrachteten Wochenintervalls weniger als 230 V, so liegt der Wert der Qualitätsreserve von U_{min} bei 1.00 pu.

Beträgt mindestens ein 10-Minuten-Mittelwert der RMS-Spannung im betrachteten Wochenintervall 195.5 V oder weniger ($U_n - 15\%$), so liegt der Wert der Qualitätsreserve von U_{min} bei 0.00 pu.

Betragen mehr als 5 % der 10-Minuten-Mittelwerte der RMS-Spannung im betrachteten Wochenintervall 207 V oder weniger ($U_n - 10\%$), so liegt der Wert der Qualitätsreserve von U_{min} bei 0.00 pu.

Bei U_{min} werden zwei Werte berechnet (einer in Bezug zum (-10)-%-Grenzwert und einer in Bezug zum (-15)-%-Grenzwert). Es wird jeweils der kleinere Wert als Reserve dargestellt. Ein Wert der Reserve für U_{min} von 0.2 pu bedeutet entweder, dass ein 10-Minuten-Mittelwert der RMS-Spannung im betrachteten Wochenintervall bei $U_n - 12\%$ liegt oder dass das 5%-Quantil der 10-Minuten-Mittelwerte der RMS-Spannung im betrachteten Wochenintervall bei $U_n - 8\%$ liegt.

Flicker P_{It}

Beträgt das 95%-Quantil des Langzeitflickers (2-Stunden-Werte) im betrachteten Wochenintervall 0, so liegt der Wert der Qualitätsreserve von P_{It} bei 1.00 pu.

Beträgt das 95%-Quantil des Langzeitflickers (2-Stunden-Werte) im betrachteten Wochenintervall 1 oder mehr, so liegt der Wert der Qualitätsreserve von P_{It} bei 0.00 pu.

Bei einer Qualitätsreserve von 0.5 pu liegt das 95%-Quantil des Langzeitflickers (2-Stunden-Werte) im betrachteten Wochenintervall beim halben Grenzwert ($P_{It} = 0.50$).

Spannungsunsymmetrie k_{u2} , Gesamterschwingungsgehalt THD_u , Spannungsharmonische U_{hx}

Für alle im Titel genannten Werte ist die Berechnung identisch.

Beträgt das 95%-Quantil bezogen auf den jeweiligen Grenzwert im betrachteten Wochenintervall 0, so liegt der Wert der Qualitätsreserve bei 1.00 pu.

Beträgt das 95%-Quantil bezogen auf den jeweiligen Grenzwert im betrachteten Wochenintervall 1 oder mehr, so liegt der Wert der Qualitätsreserve bei 0.00 pu.



Für die genauere Betrachtung eines spezifischen Parameters eignet sich die Darstellung gemäss Abbildung 3. Im oberen Teil der Grafik wird der zeitliche Verlauf über den ausgewerteten Zeitraum farblich dargestellt. Dadurch lassen sich Saisonalitäten erkennen. Durch den Boxplot im unteren Bereich kann man schliesslich die Streuung und den genauen Wert der Reserve erkennen. Die Box besitzt keine Ausreisser, da bereits nur die normrelevanten Werte betrachtet werden.

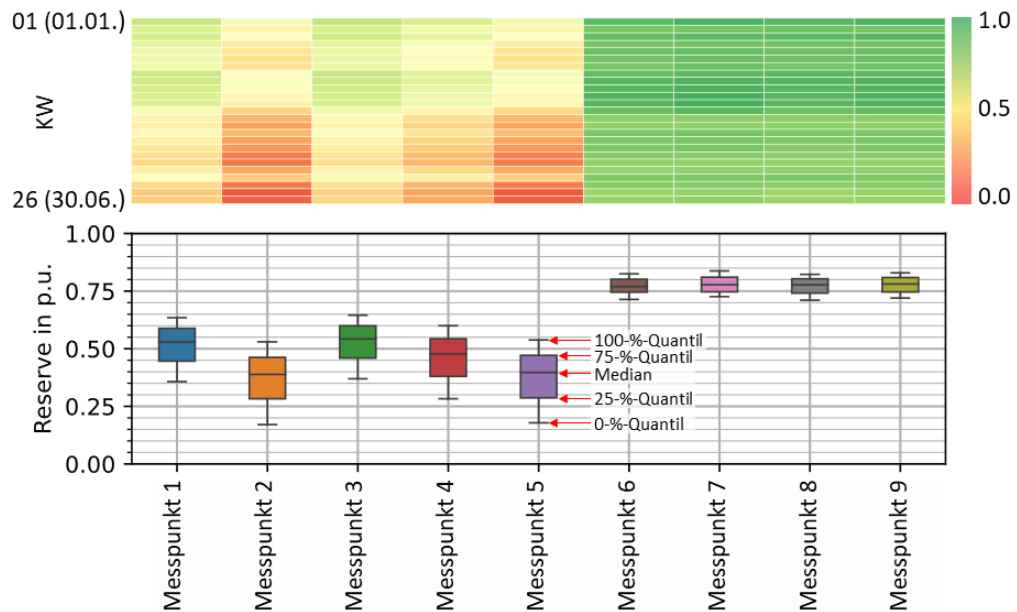


Abbildung 3: Kombinierte Darstellung der Reserven, zeitlicher Verlauf und Boxplots

Nebst den gezeigten Darstellungsmöglichkeiten werden die Messwerte als Zeitverlauf oder als Box-Whisker-Plot (Abbildung 4) dargestellt. Im Gegensatz zum Standardvorgehen beim Erstellen eines Box-Whisker-Plots ist nicht die Grösse der Box entscheidend für die Whiskerlänge. Beim Ende des Whiskers befindet sich das 5- beziehungsweise das 95%-Quantil der Datenreihe. Grund dafür ist, dass die meisten Parameter in der EN 50160 einen Grenzwert aufweisen, welcher den 95%-Wert betrachtet. Wenn ein Whisker den Grenzwert überschreitet, gab es eine Verletzung der Norm.

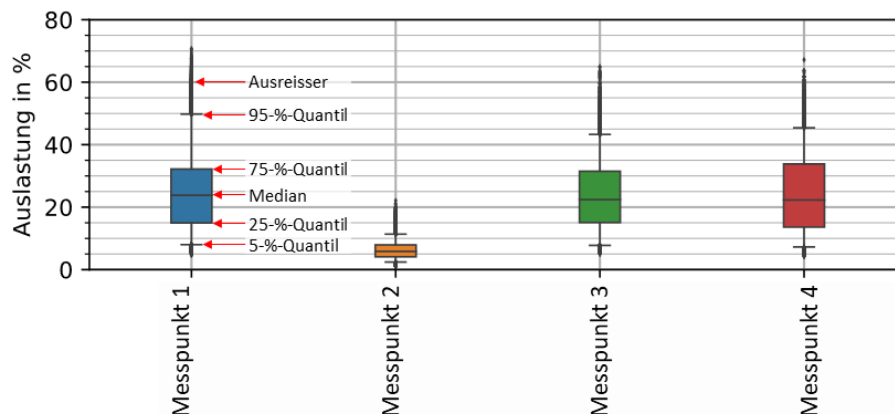


Abbildung 4: Beispiel eines Box-Whisker-Plots

Bei den Auswertungen der Messkampagnen wurde zuerst eine allgemeine Auswertung der Spannungsqualität durchgeführt, bevor man auf konkrete Punkte spezifisch eingehen konnte und diese genauer betrachtete.



3 Messkampagnen (PQ und Auslastung)

In diesem Abschnitt erfolgt die Analyse der individuellen Messkampagnen, wobei der Fokus auf der Auswertung der Spannungsqualität und der Auslastung in den jeweiligen Netzen liegt. Ziel dieses Kapitels ist primär nicht die Beantwortung der Forschungsfragen, sondern vielmehr die Vermittlung eines Eindrucks des jeweiligen Netzstatus sowohl für den Leser als auch für den VNB. Die eigentliche Beantwortung der Forschungsfragen wird ab Kapitel 4 präsentiert.

3.1 Niederspannung: Netz B

Im Netzgebiet wurden die Messpunkte so ausgewählt, dass insbesondere die Spannungsqualität an Verknüpfungspunkten und an Anschlusspunkten von Erzeugungsanlagen erfasst werden konnte. Ausserdem wurden zur Messung die von den Trafostationen am entferntesten Anschlusspunkte identifiziert. Die Installation von zehn PQ-Messgeräten erfolgte in zwei benachbarten Trafokreisen. Die Erfassung der Spannungsqualität erstreckte sich über einen Zeitraum von 14 Monaten, wobei die Daten die Sommermonate Juli und August der Jahre 2021 und 2022 umfassen. In Abbildung 5 sind die beiden Trafokreise in einer vereinfachten schematischen Darstellung veranschaulicht.

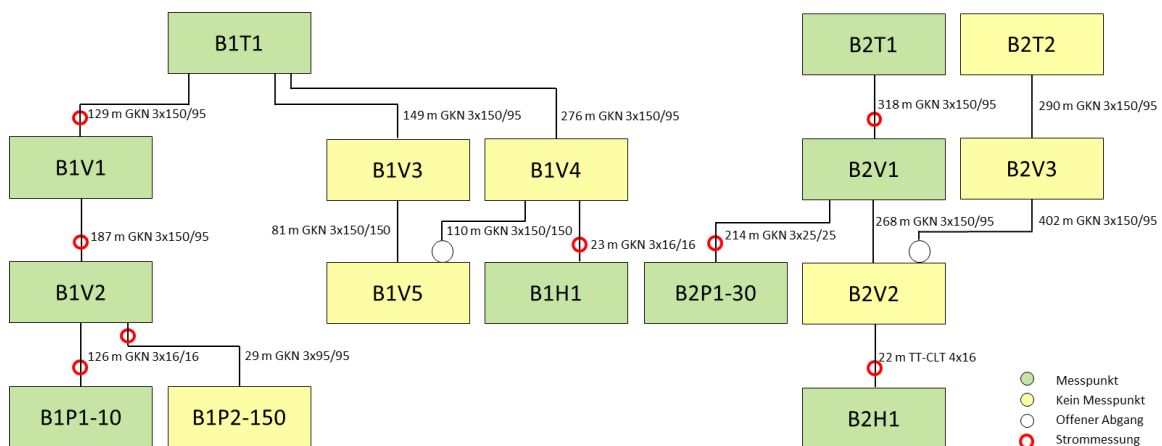


Abbildung 5: Vereinfachtes Netzschema, Netz B

Zur Einschätzung der Spannungsqualitätsreserven wurden sämtliche Messpunkte analysiert. Für eine Bewertung gemäss EN 50160 wurden die Messdaten jeder Kalenderwoche betrachtet, und der Abstand zu den Grenzwerten wurde aufgezeichnet. Abbildung 6 zeigt den jeweils ungünstigsten Wert im Netz B im ersten Halbjahr 2022. Dieser Betrachtungszeitraum bietet sich an, da er sowohl Lastspitzen im Winter als auch Produktionshöhepunkte im Sommer umfasst. Ein Wert von 0.00 deutet darauf hin, dass ein Grenzwert überschritten wurde.



	U_{max}	U_{min}	P_{It}	K_{u2}	THD_u	U_{h3}	U_{h5}	U_{h7}	U_{h9}	U_{h11}	U_{h13}	U_{h15}	U_{h17}	U_{h19}	U_{h21}	U_{h23}	U_{h25}
B1H1	1.00	0.64	0.60	0.86	0.54	0.90	0.68	0.36	0.71	0.86	0.81	0.62	0.82	0.80	0.64	0.87	0.88
B1P1-10	0.70	0.56	0.40	0.83	0.41	0.88	0.59	0.17	0.57	0.81	0.79	0.42	0.79	0.75	0.49	0.85	0.83
B1T1	1.00	0.72	0.68	0.88	0.55	0.92	0.69	0.37	0.74	0.87	0.82	0.67	0.83	0.81	0.68	0.88	0.89
B1V1	0.92	0.66	0.62	0.87	0.49	0.90	0.65	0.28	0.65	0.85	0.80	0.55	0.81	0.78	0.59	0.86	0.86
B1V2	0.77	0.61	0.46	0.85	0.41	0.89	0.59	0.18	0.58	0.81	0.79	0.46	0.80	0.75	0.51	0.85	0.83
B2H1	0.92	0.61	0.28	0.79	0.77	0.90	0.80	0.71	0.85	0.90	0.89	0.85	0.85	0.91	0.87	0.88	0.91
B2P1-30	0.75	0.58	0.25	0.78	0.75	0.80	0.76	0.73	0.84	0.89	0.88	0.82	0.84	0.91	0.87	0.87	0.88
B2T1	1.00	0.76	0.69	0.88	0.77	0.95	0.81	0.71	0.93	0.90	0.88	0.93	0.86	0.93	0.93	0.89	0.94
B2V1	0.97	0.68	0.66	0.82	0.77	0.90	0.80	0.72	0.88	0.90	0.89	0.86	0.85	0.92	0.89	0.88	0.91

Abbildung 6: Qualitätsreserven in pu im Netz B, niedrigster Wert im Zeitraum 01.01.2022 bis 30.06.2022

Im Teilnetz B1 fällt auf, dass es bei der 7. Spannungsharmonischen (U_{h7}) an Reserven mangelt. Die Auswertungen der Messdaten haben gezeigt, dass beim Einschalten der Anlage B1P2-150 Ströme von etwa 8 A auf der 5. und 7. Harmonischen auftreten. Dies führt zu einem Anstieg der Pegel der entsprechenden U-OS. In Abbildung 7 sind die Zeitverläufe der OS-Spannungen, der OS-Ströme und der Wirkleistung am Messpunkt B1V2 dargestellt. Die Ströme wurden im Abgang zu B1P2-150 gemessen und stiegen durch den Betrieb der PV-Anlage signifikant an.

Dies führte zeitgleich zu einer Veränderung der U-OS. Bei den nicht dargestellten Ordnungszahlen war keine signifikante Veränderung des Stroms festzustellen. Während sich die U_{h9} und die U_{h11} kaum veränderten, zeigt sich bei der 13. eine Kompensation: Aufgrund des PV-Anlagenstroms sank der Pegel der 13. U-Harmonischen. Bei der 5. und der 7. Harmonischen stieg der Strom beim Betreiben der PV-Anlage sofort auf etwa 5 A, unabhängig von der momentanen Leistung der PV-Anlage. Mit zunehmender PV-Leistung stiegen die Ströme der 5. und 7. weiter an, was die Pegel der Spannung ebenfalls erhöhte. Allerdings wurden die Oberschwingungsströme nicht nur durch den Betrieb der PV-Anlage beeinflusst, sondern auch durch den Betrieb anderer Geräte im Netz. Dies ist am deutlichen Einbruch des Stroms der 7. Harmonischen zwischen 06:30 und 08:30 Uhr zu erkennen. Auch der Mittagsbetrieb ab 11:30 Uhr schien den Strom zu beeinflussen. Beide Effekte sind auch bei der 5. Harmonischen zu sehen, jedoch weniger ausgeprägt.

Obwohl die Ströme der 5. und der 7. Harmonischen ähnliche Werte aufwiesen, war der Einfluss auf die Spannung bei der 7. Harmonischen deutlicher. Dies hat mehrere Gründe: Zum einen war der Pegel der U_{h7} auch bei ausgeschalteter PV-Anlage bereits höher. Zum anderen ist die Netzimpedanz bei grösserer Frequenz höher, weshalb ein gleichwertiger Strom bei höheren Frequenzen zu einem stärkeren Spannungsabfall führt. fNI-Messungen haben gezeigt, dass im Bereich um 350 Hz eine Resonanzstelle existiert, was den Effekt der Frequenzabhängigkeit noch verstärkt. Deshalb war der Pegel der U_{h7} höher als jener der U_{h5} . Da der Grenzwert der U_{h7} bei 5 % liegt, während der Grenzwert der U_{h5} bei 6 % liegt, ist die Reserve bei der 7. deutlich kleiner.

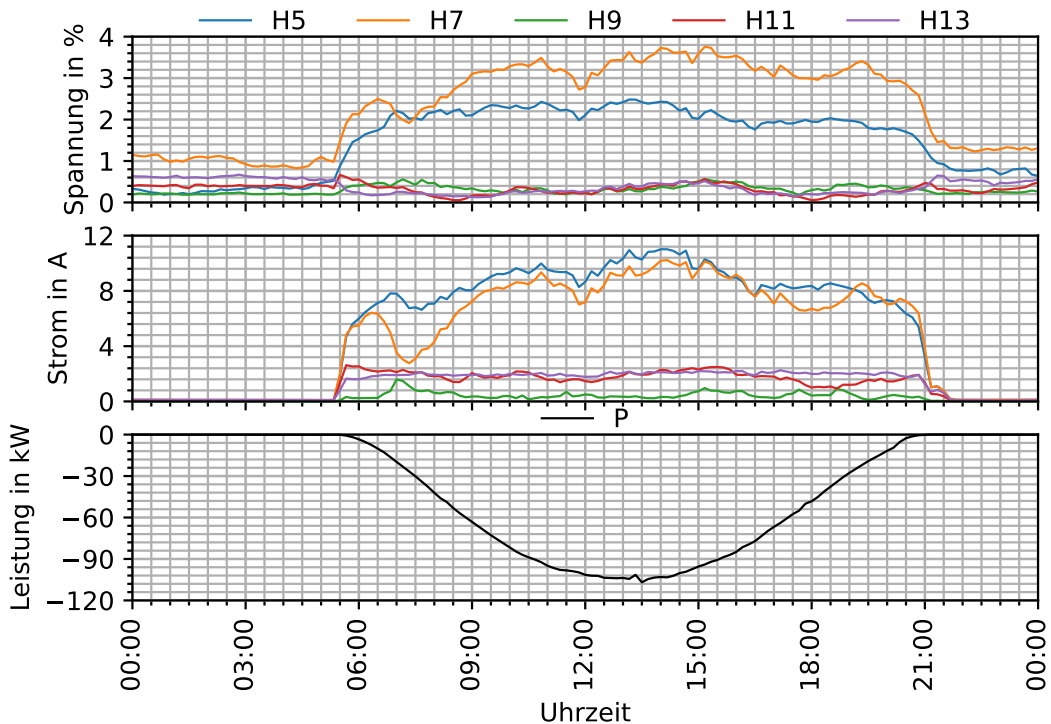


Abbildung 7: Messpunkt B1V2, Strom und Leistung im Abgang zu B1P2-150, Tagesverlauf von U-OS, I-OS und P am 20.06.2022

Der vergleichsweise geringe Wert der Reserven im THD_U im Netz B1 wird massgeblich durch den Wert der U_{h7} beeinflusst. Zusätzlich zur U_{h7} liegt im Trafokreis B1 für jeden Parameter an jedem Messpunkt eine Reserve von mindestens 40 % vor.

An den Messpunkten B2H1 und B2P1-30 wurde eine leichte Erhöhung des Langzeitflickers (P_{fl}) festgestellt. Diese beiden Messpunkte befinden sich weit entfernt von der TS und neben der 30 kWp PV-Anlage sind auch landwirtschaftliche Betriebe angeschlossen, die den Flicker beeinflussen können. Abbildung 58 im Anhang zeigt, dass die erhöhten Werte des Langzeitflickers an den beiden Messpunkten nicht gleichzeitig auftreten. Zudem beeinflussen sie kaum den Flickerwert an der VK (B2V1) und der TS (B2T1), was darauf hindeutet, dass es sich um lokal erzeugten Flicker handelt. Ansonsten liegt die Reserve im Trafokreis B2 bei keinem Parameter unter 58 %.

Das Verhalten der 7. Spannungsharmonischen ist in Abbildung 8 dargestellt. Der obere Teil der Grafik zeigt farblich den Verlauf der Reserve während des ersten Halbjahres 2022. Für jede Kalenderwoche wird das 95%-Quantil der 10-Minuten-Mittelwerte betrachtet und die entsprechende Reserve zum Grenzwert wird eingefärbt und dargestellt. Im unteren Teil der Grafik wird die Verteilung der 95%-Werte im ersten Halbjahr 2022 als Boxplots dargestellt. Diese Boxplots wurden ohne Ausreisser gezeichnet, da nur die normrelevanten Werte dargestellt werden. Wenn der untere Whisker einen Wert von null erreicht, wird in mindestens einer Kalenderwoche der Grenzwert verletzt. In Abbildung 8 ist zu erkennen, dass die Reserve zum Sommer hin abnahm. Dies war nicht nur im Trafokreis B1 der Fall, sondern ist auch im Trafokreis B2 schwach erkennbar. Dies zeigt, dass im Netz B entweder vorwiegend im Sommer betriebene Anlagen (z. B. PV) vorhanden sind oder der Rückgang von im Winter betriebenen Anlagen (z. B. Heizungen) zu einem Anstieg des Pegels der U_{h7} geführt hat. Im Trafokreis B1 war dieser Effekt stärker, insbesondere bei den Messpunkten in der Nähe von B1P2-150. Die PV-Anlage, die vom Messpunkt B1V2 versorgt wird, beeinflusst den Pegel der U_{h7} massgeblich.

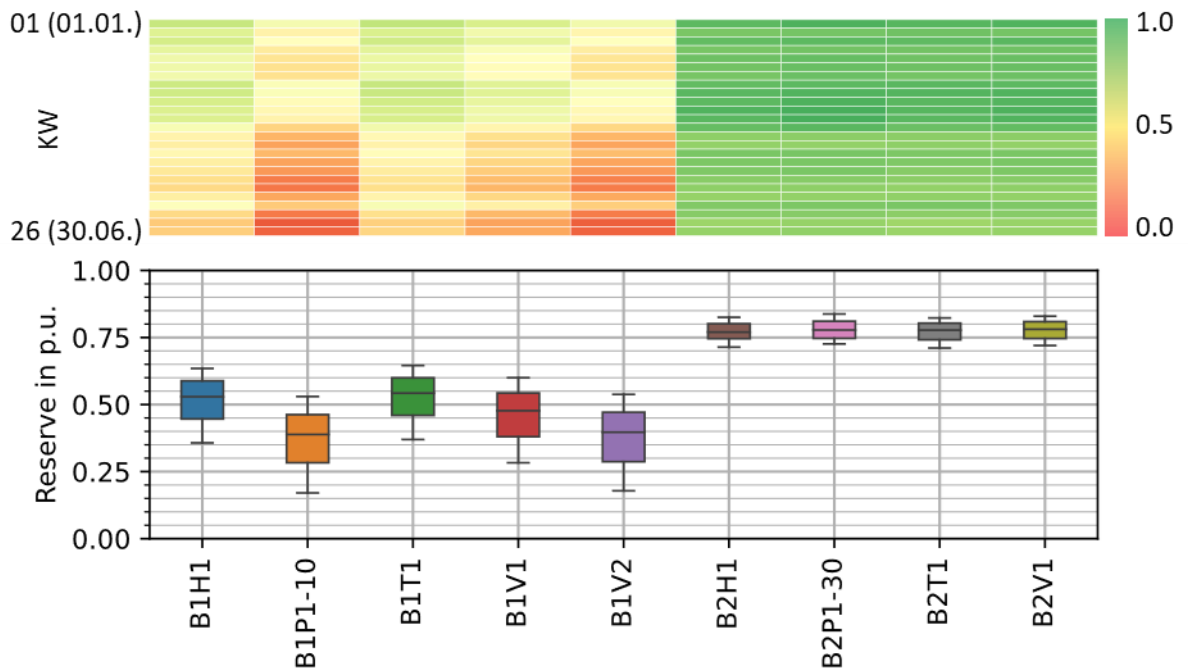


Abbildung 8: Zeitverlauf und Boxplots der Reserve des normrelevanten Wertes der 7. U-Harmonischen, erstes Halbjahr 2022, Netz B

Die Auslastung im Netz B wird in Abbildung 9 mittels eines Boxplots dargestellt. Innerhalb des Trafokreises zeigt die Leitung zur Anlage B1P2-150 die höchste Auslastung. Diese Auslastung ist für das Netz unbedenklich, da die Leitung ausschliesslich dem Anschluss der PV-Anlage dient. Daher könnte die Leitung sogar zu 100 % ausgelastet sein, ohne den Netzbetrieb zu gefährden. Ansonsten liegt die höchste Auslastung beim Transformator. Die Spitzenauslastung des Trafos beträgt 71 %. Während 95 % der Zeit ist der Trafo zu weniger als 50 % belastet. Die Spitzenbelastungen der Leitungen und des Trafos im Trafokreis B1 werden durch das Einspeisen der PV-Anlagen bestimmt. Der maximale Bezug im Winter führt zu geringeren Auslastungen.

Im Trafokreis B2 sind die höchsten Auslastungen in den Leitungen zu B2P1-30 und B2H1 zu finden. Auch die Auslastung dieser beiden Leitungen ist für den Netzbetrieb irrelevant, da sie ausschliesslich die jeweiligen Kunden versorgen. Die höchste relevante Auslastung findet sich beim Transformator. Der B2T1 ist maximal zu 22 % belastet und während 95 % der Zeit zu weniger als 12 %. Die Auslastung des Trafos ist im Winter etwas höher als im Sommer, was darauf hinweist, dass die Last im Vergleich zur Produktion in diesem Trafokreis überwiegt.

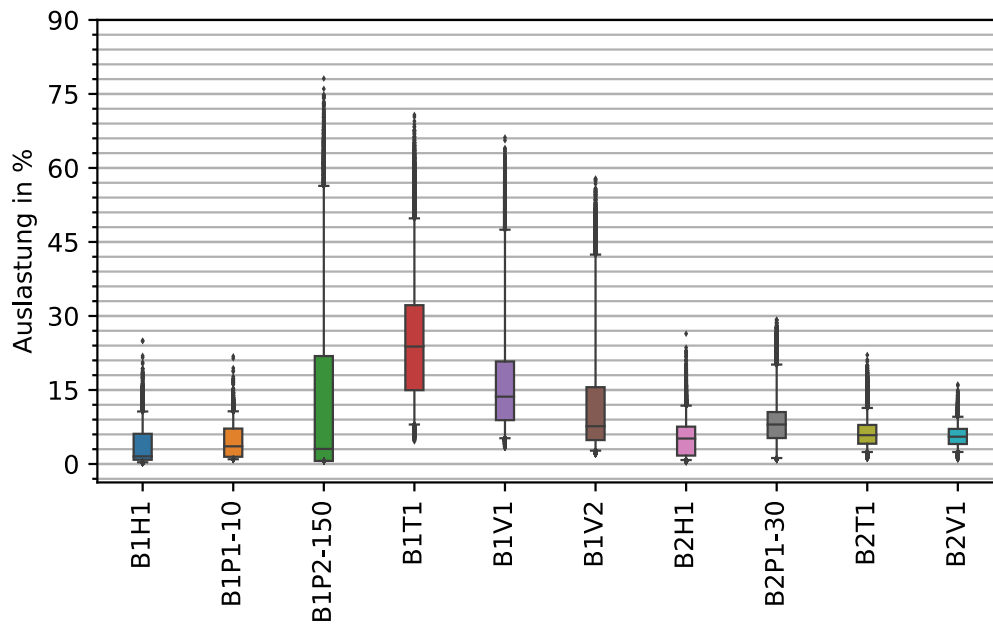


Abbildung 9: Boxplots der Auslastung der Netzelemente, erstes Halbjahr 2022, Netz B

Netz B veranschaulicht, wie ein einzelner Störer in einer ungünstigen Konstellation einen signifikanten Einfluss auf bestimmte PQ-Parameter haben kann. Die Auswirkungen könnten durch den Einsatz von Filtern oder den Austausch der PV-Wechselrichter reduziert werden. In diesem Fall würden sich nicht nur bezüglich der Auslastung, sondern auch hinsichtlich der Spannungsqualität erhebliche Reserven für den weiteren Ausbau von Last und Erzeugung eröffnen.



3.2 Niederspannung: Netz C

Im stadtnahen Wohnquartier wurden über einen Zeitraum von 14 Monaten, von Mitte Juli 2021 bis Mitte September 2022, Messungen an drei Standorten durchgeführt. Aufgrund der begrenzten Reserven wurden im Sommer 2023 erneut Messungen durchgeführt, diesmal von Mitte Juni bis Ende Oktober, um den Einfluss der ergriffenen Massnahmen zu beurteilen. Das Netz C wird in vereinfachter Form in Abbildung 10 dargestellt.

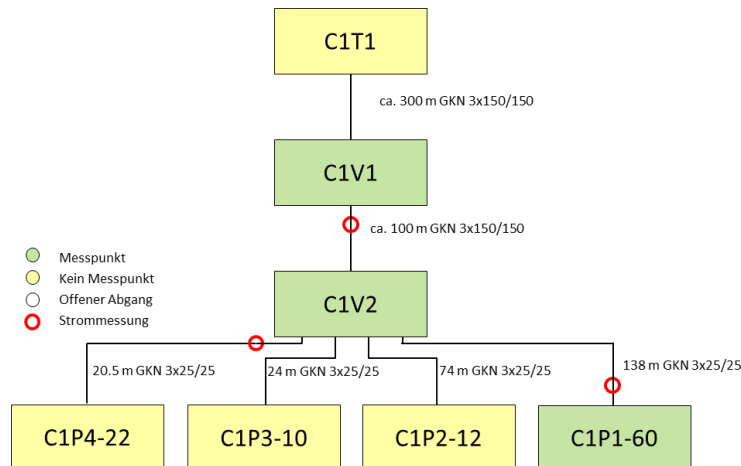


Abbildung 10: Vereinfachtes Netzschema, Netz C

In Abbildung 11 ist der jeweils ungünstigste Wert im Netz C im ersten Halbjahr 2022 dargestellt. Das durch die PV-Anlagen erhöhte Spannungsniveau (U_{max}) führte beinahe zu einer Grenzwertverletzung im Sommer. Die Phasenleiter waren ungleichmässig belastet, sodass die Spannungsunsymmetrie im Winter, wenn viele Lasten betrieben werden, eher geringe Reserven aufwies. Besonders problematisch sind die U_{OS} mit niedrigen Ordnungszahlen. Bei U_{h3} kam es im Winter zu Grenzwertverletzungen, bei U_{h7} im Sommer. Die Reserven von U_{h5} und U_{h9} sind ebenfalls sehr klein.

	U_{max}	U_{min}	P_{It}	K_{u2}	THD_u	U_{h3}	U_{h5}	U_{h7}	U_{h9}	U_{h11}	U_{h13}	U_{h15}	U_{h17}	U_{h19}	U_{h21}	U_{h23}	U_{h25}
C1P1-60	0.02	0.54	0.28	0.17	0.12	0.00	0.13	0.00	0.23	0.76	0.89	0.73	0.80	0.81	0.79	0.90	0.94
C1V1	0.30	0.73	0.37	0.25	0.17	0.09	0.17	0.02	0.34	0.78	0.89	0.73	0.82	0.81	0.82	0.90	0.94
C1V2	0.21	0.67	0.35	0.21	0.14	0.03	0.14	0.00	0.27	0.76	0.88	0.71	0.80	0.80	0.80	0.90	0.94

Abbildung 11: Qualitätsreserven in pu im Netz C, niedrigster Wert im Zeitraum 01.01.2022 bis 30.06.2022

Da bei der Unterspannung (U_{min}) noch über 50 % Reserven vorhanden waren, wurde eine Anpassung der Trafostufe empfohlen. Diese Empfehlung wurde im Sommer 2023 umgesetzt und die Auswirkungen werden in späteren Kapiteln beschrieben. Weitere Massnahmen zur Verbesserung der Spannungsreserven könnten die Implementierung einer PV-Regelung, die Verstärkung des Netzes sowie ein intelligentes Energiemanagement der Anlagenbetreiber sein.

Es scheint eine ungewöhnlich hohe Blindleistung im Netz C vorhanden zu sein, die kontinuierlich auftritt. Die genaue Ursache dieser Blindleistung ist noch unbekannt, aber es besteht offenbar eine Verbindung zu den im Netzgebiet installierten Anlagen, bestehend aus PV-Anlage und Batteriespeicher. Um die Art der Blindleistung genauer zu identifizieren, wurde eine zusätzliche Messung durchgeführt. Das verwendete Messgerät ermöglicht die Aufteilung der Blindleistung in ihre Komponenten, darunter Verzerrungsblindleistung (D), Unsymmetrieblindleistung (Q_u), Modulationsblindleistung (Q_m), Grundschwingungsverschiebungsblindleistung (Q_1) und Oberschwingungsverschiebungsblindleistung (Q_h). Die beiden



Werte Q_1 und Q_h können zusammengefasst als Verschiebungsblindleistung (Q_v) bezeichnet werden. Mit der Formel 1 werden die Blindleistungskomponenten zur Gesamtblindleistung (Q) zusammengefasst:

$$Q = \sqrt{(Q_1 + Q_h)^2 + D^2 + Q_m^2 + Q_u^2}$$

Formel 1

Abbildung 12 zeigt die Zusammensetzung der Blindleistung in der Nacht vom 16.09.2022, gemessen bei C1P1-60. Die Blindleistung war in allen betrachteten Nächten (49 Nächte) beinahe identisch. In der Summe betrug Q etwa 7 kVar und setzte sich hauptsächlich aus den Bestandteilen Q_v (5 kVar), D (3.7 kVar) und Q_u (3.2 kVar) zusammen.

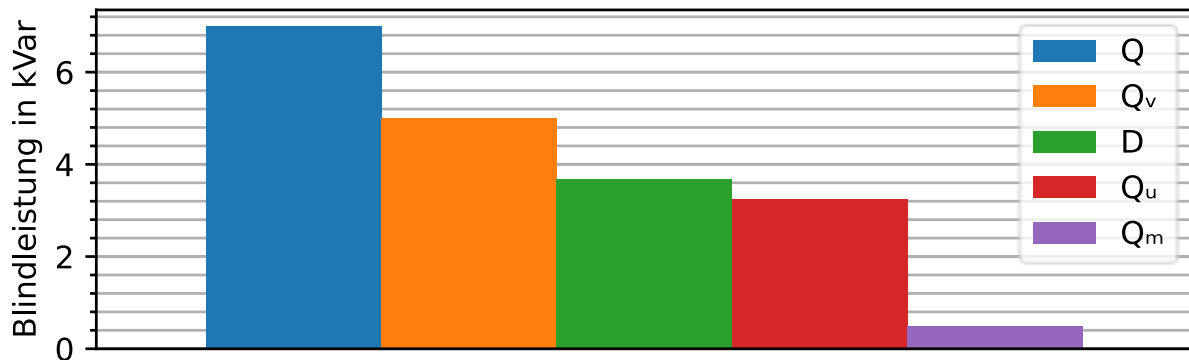


Abbildung 12: Blindleistung am Messpunkt C1P1-60, 16.09.2022, 01:30 Uhr

Die Verschiebungsblindleistung war kapazitiv. Es ist also zu erwarten, dass Geräte mit kapazitivem Verhalten für den nächtlichen Blindleistungsfluss verantwortlich waren. Der Wirkleistungsbezug betrug in der gezeigten Nacht fast durchgehend 0 W (Abbildung 13). Beim Tagesbetrieb veränderte sich die Blindleistung, was hauptsächlich auf die Modulationsblindleistung zurückzuführen ist. Die anderen Blindleistungsarten zeigen nur kleine Veränderungen. Die Verzerrungsblindleistung hat einen Mittelwert von 3.7 kVar und weicht während dem in Abbildung 13 gezeigten Tag maximal 19 % von diesem Wert ab.

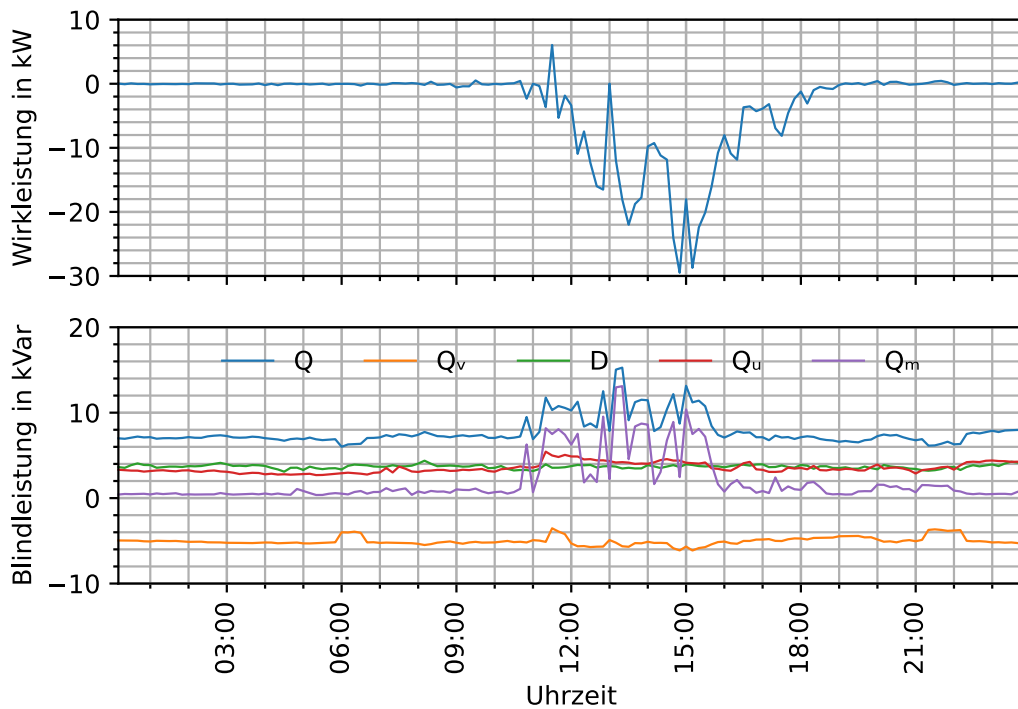


Abbildung 13: Verlauf der Wirk- und Blindleistung am Messpunkt C1P1-60, 16.09.2022

Kapazitive Blindleistung führt zu einer Anhebung der Spannung am Anschlusspunkt, was angesichts der knappen Reserve der Spannung (U_{\max}) unerwünscht ist. Die kapazitive Blindleistung wurde an allen Messpunkten festgestellt und führt in der Summe zu 15 kVar Blindleistung. In Abbildung 14 wird gezeigt, welche Blindleistungen gemessen wurden und zu welchem Anstieg der Spannung dies für den jeweiligen Messpunkt führt. U_1 bezeichnet in der Grafik die Spannung, die ohne die kapazitive Blindleistung anliegen würde. Die Berechnung erfolgte gemäss der Formel, die im Anhang in Abbildung 61 dargestellt ist. Aus dieser Formel geht hervor, dass bei Blindleistungsfluss die Reaktanz den relevanten Anteil ausmacht. Für den 630-kVA-Trafo wurde eine Reaktanz von 11.3 mOhm verwendet, und die Reaktanzen der Leitungen wurden den Datenblättern entnommen. Der permanente Blindleistungsfluss führt am Messpunkt C1P1-60 zu knapp 1 V Spannungsanhebung. Dieser Anstieg könnte durch die Wechselrichter verhindert werden, indem die Blindleistung lokal kompensiert wird. Dies würde die Spannungsreserve von U_{\max} ebenfalls verbessern.

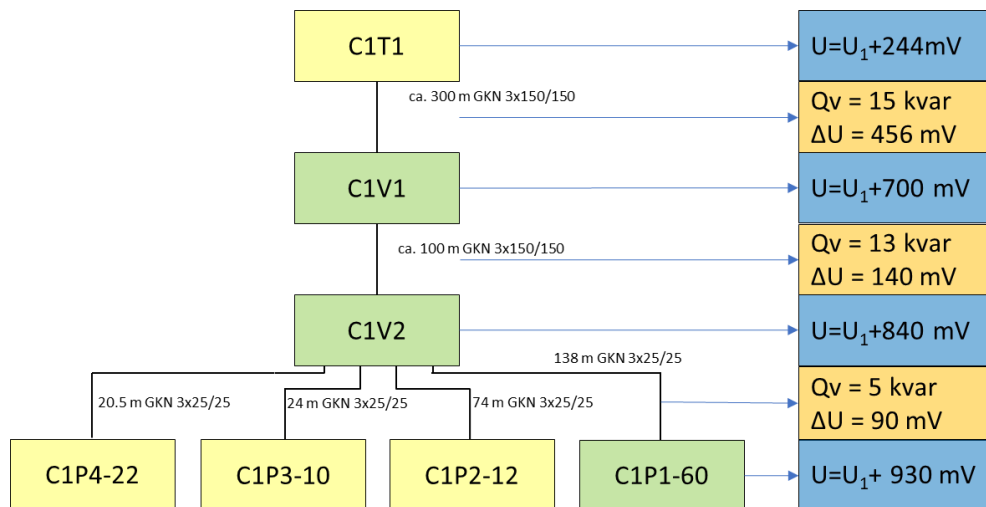


Abbildung 14: Gemessene Verschiebungsblindleistung und gerechneter Spannungsanstieg

Die gemessene Blindleistung enthält auch einen erheblichen Anteil an Verzerrungsblindleistung. Abbildung 15 zeigt, wie sich der Strom in der Nacht auf die Grundschwingung und die Oberschwingungen aufteilte. Bei nicht dargestellten Ordnungszahlen war kein relevanter Strom vorhanden. In der Grafik ist zu erkennen, dass die Belastung unsymmetrisch war. Auf der Phase L3 war der Strom bei der Grundschwingung sowie bei der 3. und der 5. Harmonischen etwa ein Drittel kleiner als auf den anderen Phasen. Der Gesamtüberschwingungsgehalt des Stroms (THD_i) lag in allen Phasen um die 70 %. In Abbildung 59 im Anhang ist zu erkennen, dass sich die OS-Ströme im Tagesverlauf zwar veränderten, jedoch kaum höhere Werte auftraten als beim Strom in der Nacht. Bei der Analyse des Frequenzbereiches bis 150 kHz war zu sehen, dass bei 24 kHz permanent eine messbare Spannung vorhanden war (Abbildung 60 im Anhang). Es wäre zu prüfen, ob die 24 kHz der Schaltfrequenz der Leistungselektronik entsprechen, welche für das Auftreten der Blindleistung verantwortlich ist.

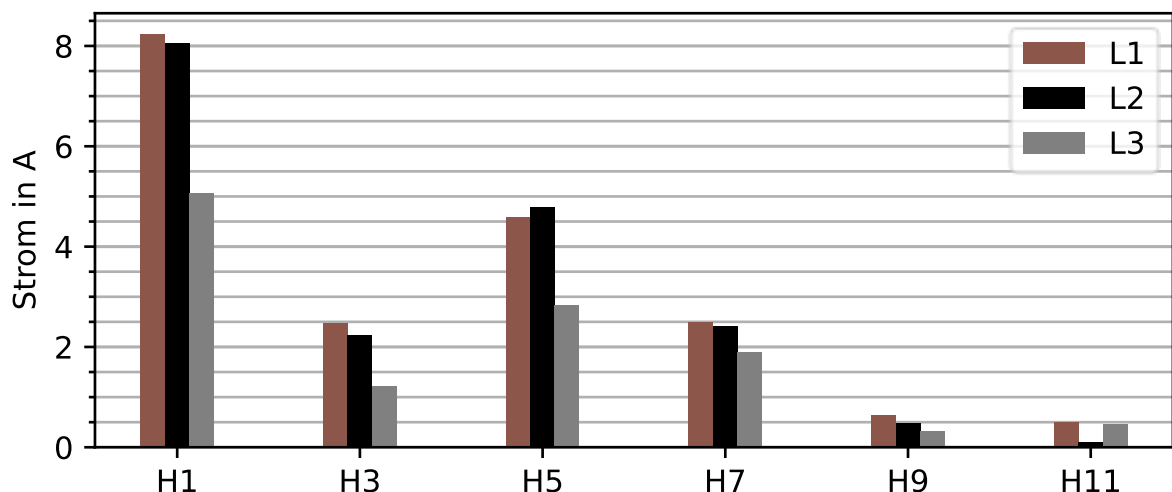


Abbildung 15: Nächtlicher Strom am Messpunkt C1P1-60, 16.09.2022, 01:30 Uhr

Die Amplituden der U-OS weisen zwischen dem Messpunkt C1V1 und der Trafostation beträchtliche Unterschiede auf. Bei der U_{h3} wurde am Transformator eine Amplitude von etwa 0.5 % und ein Strom von ungefähr 15 A pro Phase bei einer Frequenz von 150 Hz gemessen. Am Messpunkt C1V1 hingegen betrug die Amplitude der 3. Spannungsharmonischen 3.75 % und der Strom lag bei 10 A pro Phase.



Ein derartiger Stromfluss über die Leitung zwischen dem Transformator und der VK kann keine derart erhebliche Veränderung der Amplitude bewirken. Dies deutet darauf hin, dass andere Verbraucher, die sich zwischen der TS und der ersten gemessenen VK befinden, die Pegel ebenfalls signifikant beeinflussen. Dies gilt auch für Oberschwingungen anderer Ordnungszahlen. Die erhöhten Amplituden resultieren aus der Summe aller Verbraucher im Trafokreis. Durch gezielte Filterung könnten diese Amplituden jedoch signifikant verbessert werden.

Die Auslastung des Netzes C wird in Abbildung 16 veranschaulicht. Im Sommer ist die Auslastung höher als im Winter, wobei die Auslastungsspitzen im Netz C aufgrund der PV-Einspeisung auftreten. Die drei gemessenen Leitungen sind auf maximal 50 % ihrer Kapazität ausgelastet. Die Leitung zum Messpunkt C1P1-60 versorgt lediglich einen einzelnen Kunden, weshalb eine vollständige Auslastung dieser Leitung unproblematisch wäre. Zum Zeitpunkt der Messung war die Anlage am Messpunkt auf 60 % der Nennleistung begrenzt. Bei einer Einspeisung mit Nennleistung ergäbe sich eine maximale Auslastung von 80 %. Die Leitung C1V2 dient als Zuleitung zu einem Hausanschluss und war im ersten Halbjahr 2022 maximal zu 42 % ausgelastet. Die Leitung (C1V1), welche die beiden gemessenen VK verbindet, war zu keinem Zeitpunkt stärker als 37 % ausgelastet. Während 95 % der Zeit lag die Auslastung unter 24 %. Es lässt sich daher feststellen, dass die gemessenen Probleme im Netz C eindeutig der Spannungsqualität zuzuordnen sind und nicht der Auslastung. Die Auslastungsreserve bietet die Möglichkeit, den Überspannungsproblemen durch gezielte Blindleistungsregelung entgegenzuwirken.

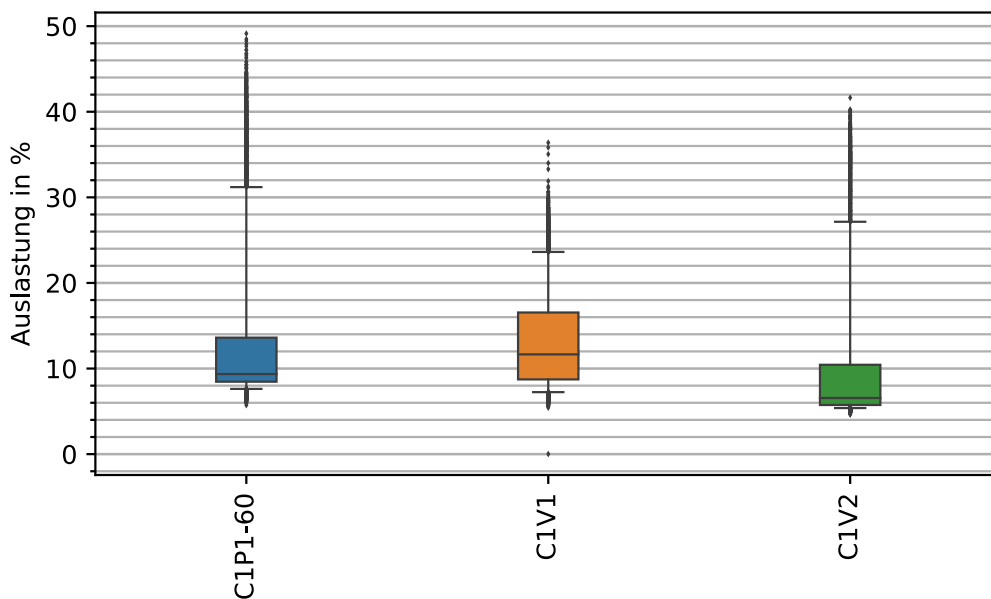


Abbildung 16: Boxplots der Auslastung der Netzelemente, erstes Halbjahr 2022, Netz C



3.3 Niederspannung: Netz D

Abbildung 17 veranschaulicht die beiden vereinfacht dargestellten Trafokreise, in denen elf Messpunkte gemessen wurden. Nach Netzumschaltungen wurden zwei Messpunkte (D1V2 und D2V1) nicht mehr gleich angeschlossen und wurden daher aus den gezeigten Grafiken entfernt. Es ist jedoch anzumerken, dass diese Punkte keine signifikanten Unterschiede zu den dargestellten Messpunkten aufwiesen.

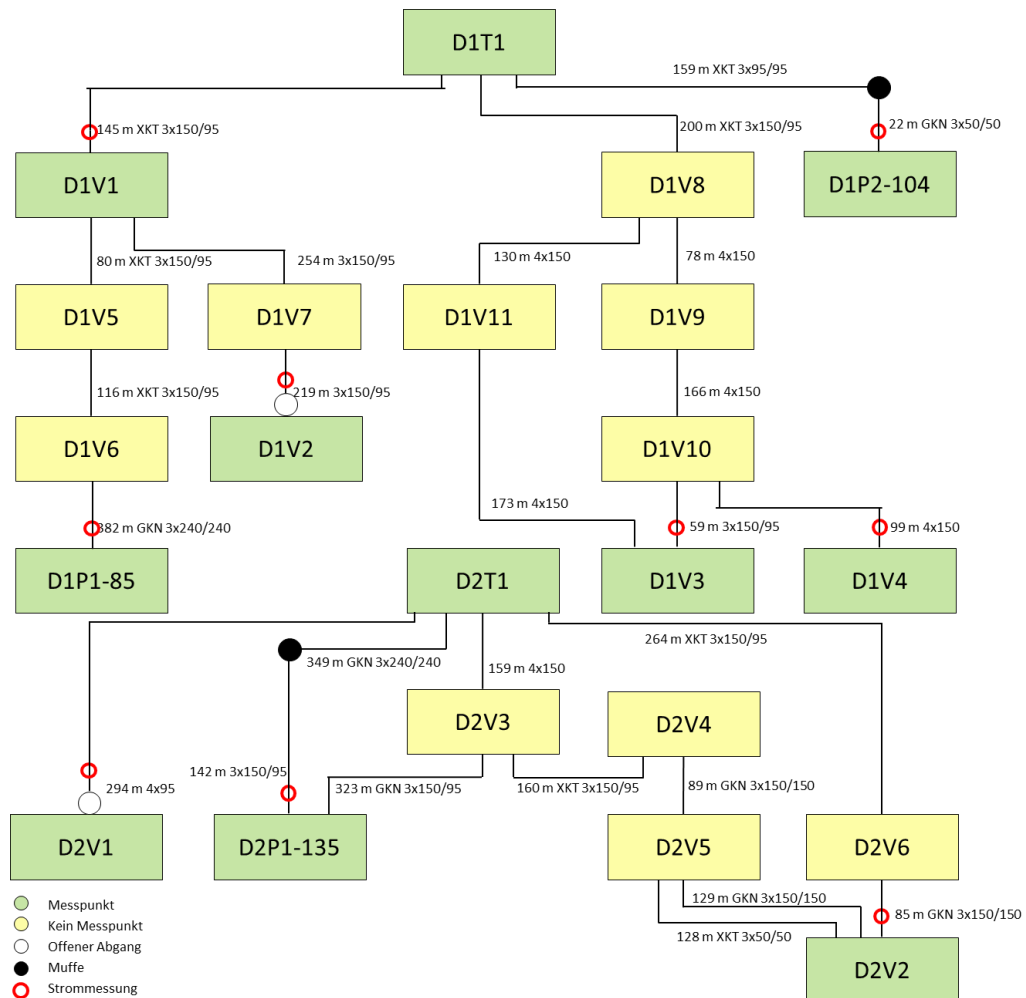


Abbildung 17: Vereinfachtes Netzschema, Netz D

Das Netz D zeigte bei den meisten PQ-Parametern erhebliche Reserven. In Abbildung 18 ist zu erkennen, dass lediglich die Spannung hohe Werte aufwies. Am Messpunkt D1P1-85 wurde zudem ein erhöhter Wert des Langzeitflickers festgestellt. Ansonsten beträgt die Reserve für alle übrigen Messpunkte und Parameter mindestens 45 %.



	U_{max}	U_{min}	P_{It}	K_{u2}	THD_u	U_{h3}	U_{h5}	U_{h7}	U_{h9}	U_{h11}	U_{h13}	U_{h15}	U_{h17}	U_{h19}	U_{h21}	U_{h23}	U_{h25}
D1P1-85	0.16	0.73	0.22	0.49	0.57	0.70	0.49	0.62	0.58	0.91	0.90	0.70	0.82	0.83	0.75	0.88	0.91
D1P2-104	0.30	1.00	0.65	0.56	0.59	0.83	0.51	0.65	0.74	0.93	0.92	0.86	0.91	0.90	0.92	0.95	0.96
D1T1	0.47	1.00	0.75	0.61	0.61	0.85	0.53	0.66	0.81	0.93	0.92	0.87	0.91	0.92	0.92	0.95	0.97
D1V1	0.34	0.83	0.69	0.54	0.59	0.75	0.50	0.63	0.67	0.92	0.91	0.77	0.86	0.87	0.83	0.91	0.94
D1V3	0.36	0.62	0.50	0.48	0.54	0.64	0.46	0.60	0.55	0.88	0.86	0.64	0.82	0.86	0.79	0.87	0.94
D1V4	0.37	0.63	0.47	0.45	0.54	0.63	0.45	0.60	0.52	0.87	0.85	0.62	0.81	0.86	0.77	0.87	0.94
D2P1-135	0.68	0.60	0.64	0.58	0.59	0.77	0.52	0.63	0.60	0.86	0.89	0.68	0.86	0.87	0.87	0.93	0.95
D2T1	0.87	0.68	0.75	0.60	0.61	0.82	0.53	0.65	0.71	0.90	0.91	0.77	0.88	0.88	0.90	0.94	0.97
D2V2	0.76	0.45	0.69	0.56	0.56	0.69	0.50	0.63	0.51	0.88	0.88	0.57	0.82	0.83	0.79	0.90	0.94

Abbildung 18: Qualitätsreserven in pu im Netz D, niedrigster Wert im Zeitraum 01.01.2022 bis 30.06.2022

Die beiden Trafokreise D1 und D2 wurden unter Verwendung unterschiedlicher Trafostufen betrieben. Dadurch kam es im Trafokreis D1 zu höheren Spannungen und geringeren Reserven für die Überspannung (U_{max}). An Messpunkten in unmittelbarer Nähe zum Transformator mit geringer Last (D1P2-104) war die Spannung stets gleich oder grösser als die Nennspannung, weshalb die Reserve für die Unterspannung (U_{min}) den Wert 1.00 aufweist. Abbildung 19 illustriert den Anstieg der Spannung im Sommer. Die Boxplots zeigen, dass der Spannungswert in den meisten Fällen nicht signifikant variierte. Bei den Messpunkten D1V3 und D1V4 ist der obere Whisker aufgrund von Netzumschaltungen auf den Trafokreis D2 zu verzeichnen. Lediglich der Messpunkt D1P1-85 zeigte eine etwas ausgeprägtere saisonale Veränderung, bedingt durch die lange Anschlussleitung und die grossflächige PV-Anlage. Bemerkenswert sind die Daten am Messpunkt D2P1-135, wo trotz der beträchtlichen PV-Leistung die Spannung nur geringfügig schwankte. Dies deutet auf eine hohe Kurzschlussleistung am Netzanschluss der Anlage hin.

Die beiden Trafokreise D1 und D2 wurden mit unterschiedlichen Trafostufen betrieben. Daher kam es im Trafokreis D1 zu höheren Spannungen und geringeren Werten der Reserve für die Überspannung (U_{max}). Bei trafonahen Messpunkten mit geringer Last (D1P2-104) war die Spannung nie kleiner als die Nennspannung. Daher ist die Reserve für die Unterspannung (U_{min}) 1.00. Abbildung 19 zeigt die steigende Spannung im Sommer. In den Boxplots ist zu erkennen, dass der Wert der Spannung in den meisten Fällen nicht sehr stark variierte. Bei den Messpunkten D1V3 und D1V4 ist der obere Whisker derart hoch, weil diese Messpunkte durch Netzumschaltungen auf den Trafokreis D2 umgeschaltet wurden. Ansonsten zeigte lediglich der Messpunkt D1P1-85 eine etwas grössere saisonale Veränderung. Dies liegt an der langen Anschlussleitung und der grossen PV-Anlage. Interessant sind die Daten am Messpunkt D2P1-135. Trotz der grossen PV-Leistung variierte die Spannung nicht stark. Der Netzanschluss der Anlage weist also eine hohe Kurzschlussleistung auf.

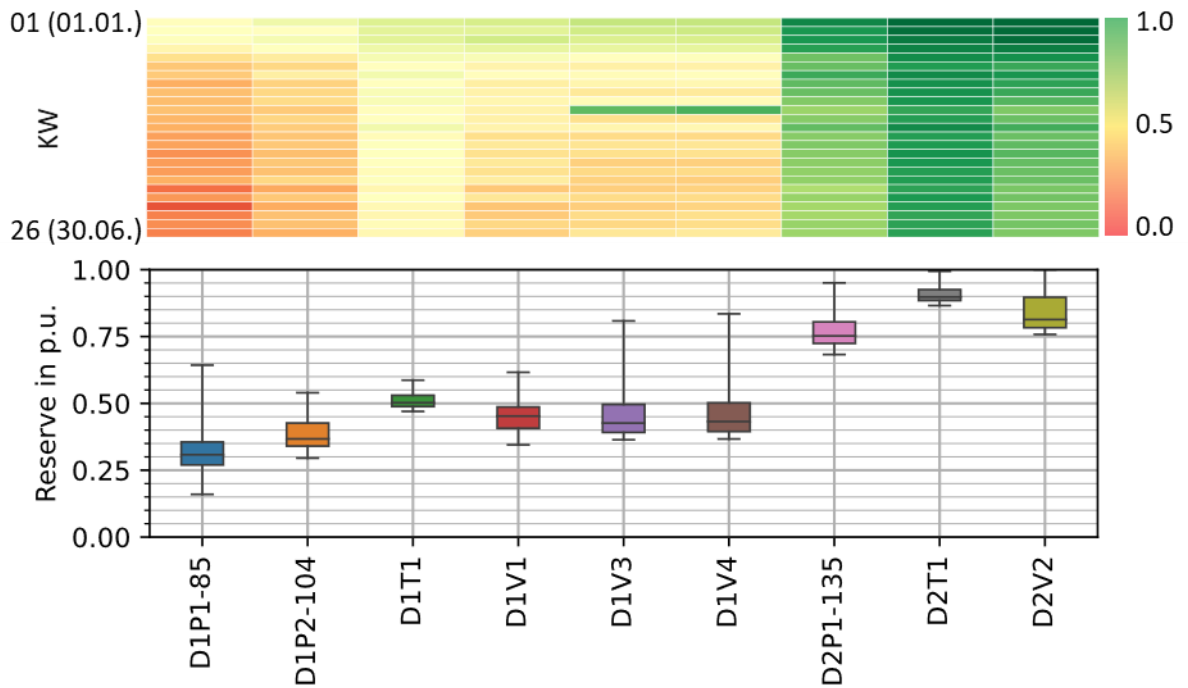


Abbildung 19: Zeitverlauf und Boxplots der Reserve des normrelevanten Wertes von U_{max} , erstes Halbjahr 2022, Netz D

Abbildung 20 präsentiert den zeitlichen Verlauf des Langzeitflickers am Messpunkt D1P1-85. Es ist ersichtlich, dass die erhöhten Flickerwerte an diesem Messpunkt keine saisonalen Muster aufweisen und somit kein direkter Zusammenhang mit der PV-Anlage besteht. Der besagte Messpunkt befindet sich auf einem landwirtschaftlichen Betrieb. Vermutlich sind Schaltungen anderer leistungsstarker Geräte für die erhöhten Flickerwerte verantwortlich.

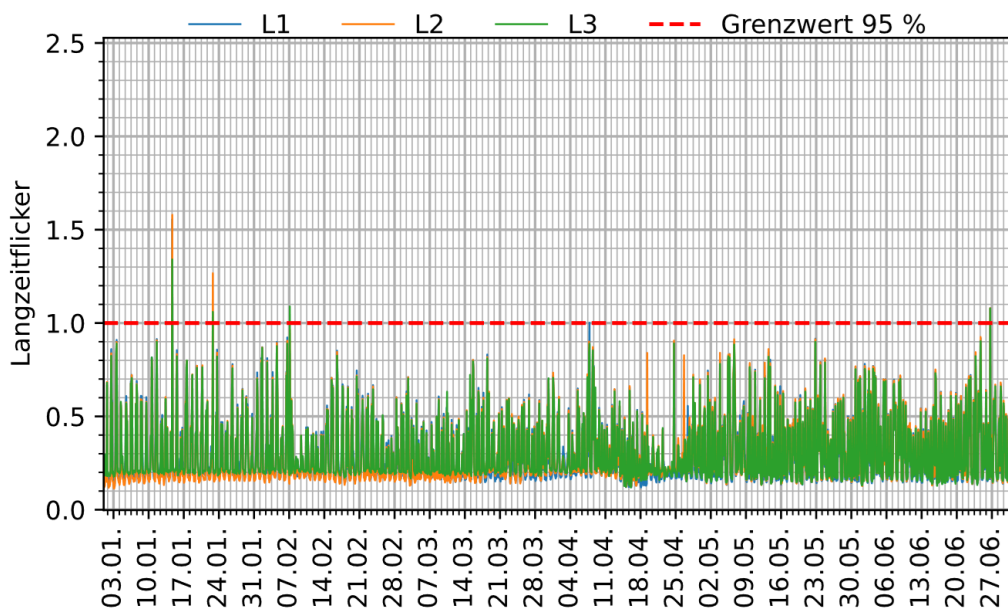


Abbildung 20: Langzeitflicker im ersten Halbjahr 2022, Messpunkt D1P1-85



Das Netz D offenbart eine erhebliche Reserve in Bezug auf die PQ-Parameter. In Bezug auf den oberen Spannungsgrenzwert im Trafokreis D1 zeigen 5 von 6 dargestellten Messpunkten Werte unter 0.4, wohingegen ein Messpunkt (D1P1-85) einen Minimalwert von 0.16 aufweist. In der Zwischenzeit erfolgte eine Anpassung der Trafostufe im Trafokreis D1, wodurch die Reserve vergrößert wurde. Eine Veränderung von -6 V am Transformator würde somit zu einer Reserve von etwa 0.4 am Messpunkt D1P1-85 führen.

In Abbildung 21 werden die Auslastungswerte der Netzelemente im Netz D veranschaulicht. Die Auslastungen an sämtlichen Messpunkten verzeichneten Werte unterhalb von 75 %, wobei sich die Auslastung, während 95 % der betrachteten Zeitspanne, unterhalb von 50 % bewegte. Die höchste Auslastung wurde an der Leitung D1P2-104 festgestellt, welche die Anschlussleitung eines Hausanschlusses mit einer leistungsstarken PV-Anlage repräsentiert. Diese Auslastung erwies sich als nicht kritisch für den Netzbetrieb. Hingegen wies die Auslastung der Leitung D1V1 im Vergleich ebenfalls eine erhöhte Auslastung auf und verzeichnet den höchsten Median. Diese Leitung ist von Bedeutung für den Netzbetrieb und der VNB sollte sich der gesteigerten Auslastung bewusst sein. Zur optimalen Nutzung des PV-Potenzials im Netzgebiet wäre eine Verstärkung dieser Leitung empfehlenswert. Die Auslastung der beiden TS ähnelte sich stark, wobei Spitzenwerte unter 70 % und ein 95%-Wert bei etwa 45 % verzeichnet wurden. Die Spitzenauslastung der TS wurde während der Messkampagne, bei dem damaligen PV-Ausbaugrad, durch den Bezug im Winter determiniert. In diesem Zusammenhang war die Auslastung im Winter nahezu doppelt so hoch im Vergleich zum Sommer.

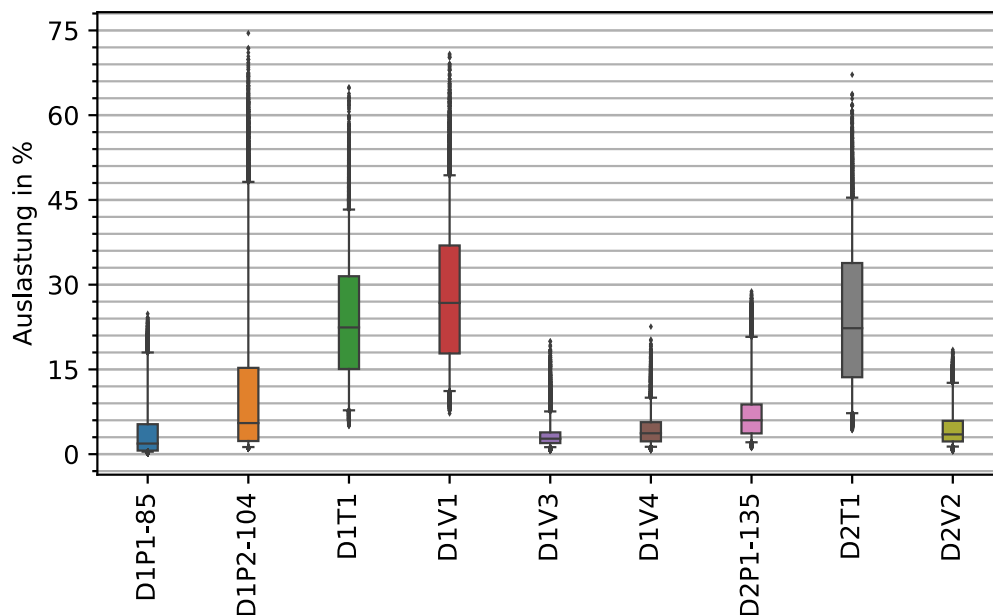


Abbildung 21: Boxplots der Auslastung der Netzelemente, erstes Halbjahr 2022, Netz D

Die vorliegenden PQ-Parameter sowie die Auslastung im Netz D deuten darauf hin, dass eine Erweiterung des Netzgebiets durch den Einsatz von PV-Anlagen möglich ist. Es wird empfohlen, die genannten kritischen Punkte in regelmässigen Abständen zu überwachen.



3.4 Niederspannung: Netz E

In Abbildung 22 ist das vereinfachte Netzschema des Netzes E dargestellt. Die VK E2V2 wurde während der Messkampagne zugebaut. Am Messpunkt E2V1 wurde ab Mitte Januar eine fehlerhafte Spannung auf L3 gemessen. Der Grund dafür ist unklar, jedoch ist aufgrund fehlender Veränderungen im Strom oder an anderen Messpunkten davon auszugehen, dass die gemessenen Werte falsch sind. Aus diesem Grund werden in der Folge Grafiken dargestellt, welche diesen Messpunkt exkludieren. Die beiden Teilnetze E1 und E2 liegen etwa 4 km auseinander.

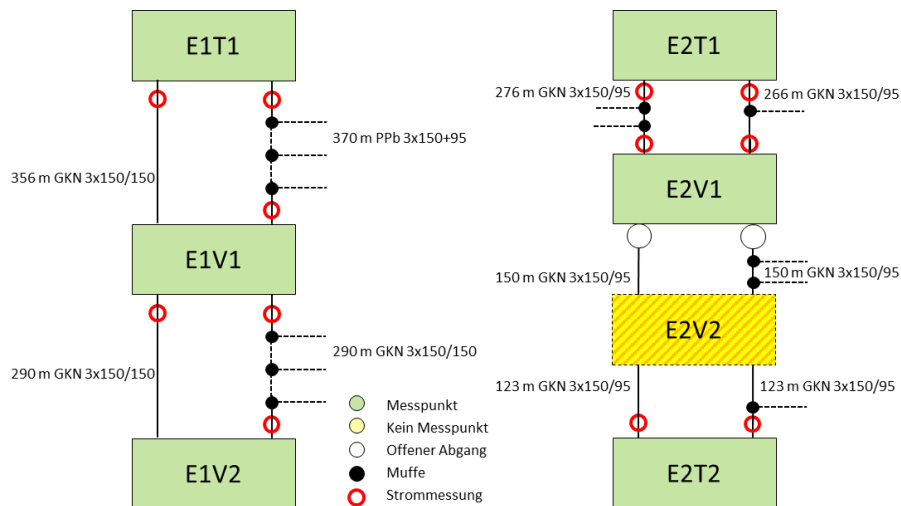


Abbildung 22: Vereinfachtes Netzschema, Netz E

Abbildung 23 zeigt, dass die gemessenen Trafokreise an der TS bezüglich der meisten PQ-Parameter eine ähnliche Reserve aufweisen, wobei die Reserve von U_{h7} jeweils den kritischsten Wert repräsentiert. Die Unterschiede der Reserve von U_{h7} sind zwischen den Messpunkten E1T1 und E1V2 marginal, obwohl 600 m Leitung die Messpunkte verbindet. Dies legt nahe, dass der Pegel nur geringfügig durch lokale Einflüsse beeinflusst und grösstenteils aus dem vorgelagerten Netz übertragen wurde. Diese Annahme wird des Weiteren durch die bereits geringe Reserve an der TS gestützt.

	U_{max}	U_{min}	P_{It}	K_{u2}	THD_u	U_{h3}	U_{h5}	U_{h7}	U_{h9}	U_{h11}	U_{h13}	U_{h15}	U_{h17}	U_{h19}	U_{h21}	U_{h23}	U_{h25}
E1T1	0.71	1.00	0.66	0.70	0.58	0.86	0.60	0.46	0.66	0.75	0.86	0.74	0.83	0.87	0.88	0.93	0.96
E1V1	0.63	0.87	0.63	0.67	0.52	0.78	0.57	0.41	0.47	0.72	0.81	0.55	0.77	0.82	0.80	0.90	0.95
E1V2	0.56	0.82	0.51	0.65	0.49	0.73	0.56	0.38	0.37	0.70	0.77	0.43	0.73	0.78	0.72	0.88	0.94
E2T1	0.67	0.91	0.68	0.72	0.57	0.85	0.62	0.45	0.56	0.79	0.88	0.71	0.73	0.78	0.88	0.83	0.88
E2T2	0.63	1.00	0.68	0.73	0.62	0.89	0.63	0.50	0.77	0.85	0.88	0.85	0.89	0.91	0.80	0.90	0.94

Abbildung 23: Qualitätsreserven in pu im Netz E, niedrigster Wert im Zeitraum 01.01.2023 bis 22.06.2023

Die saisonalen Variationen der Parameter korrelieren mit wiederkehrenden Beobachtungen: einem Anstieg von U_{h5} und U_{h7} sowie einem Rückgang von U_{h3} und U_{h9} im Sommer. Insgesamt resultiert daraus ein leichter Anstieg des THD_u . Ähnliche Veränderungen wurden auch in den Strömen der entsprechenden Oberschwingungen festgestellt. Der Strom I_{h7} zeigt einen Anstieg bei Sonnenaufgang beziehungsweise beim Einschalten der PV-Anlagen, wie bereits im Netz B beobachtet. Es dürfte ein kausaler Zusammenhang zwischen dem Strom I_{h7} und der PV-Leistung bestehen. Bei der Messkampagne konnte ein weiterer möglicher Grund für den Anstieg des THD_u , neben dem PV-Betrieb, identifiziert werden: es



wurde ein direkter Zusammenhang zwischen dem Betrieb ohmscher Lasten und dem Rückgang der Pegel der Oberschwingungen festgestellt. Zu Beginn der Messkampagne im Netz E wurden Elektroboiler noch mittels Rundsteuersignal eingeschaltet. Abbildung 24 zeigt den zeitlichen Verlauf der Wirkleistung und des THD_u am Trafo. Während des Boilerbetriebs zwischen 02:00 und 04:00 Uhr erreichte der THD_u einen Tiefstwert. Der Betrieb ohmscher Lasten führt dazu, dass auf den in der Spannung enthaltenen Frequenzen Wirkleistung bezogen wird. Ähnlich wie bei der Grundfrequenz führt ein Wirkleistungsbezug zu einem Absinken des Pegels. Diese Wirkung ist nicht auf diesen Trafokreis beschränkt, sondern repräsentiert eine kumulative Wirkung aller geschalteten Boiler im Netzgebiet.

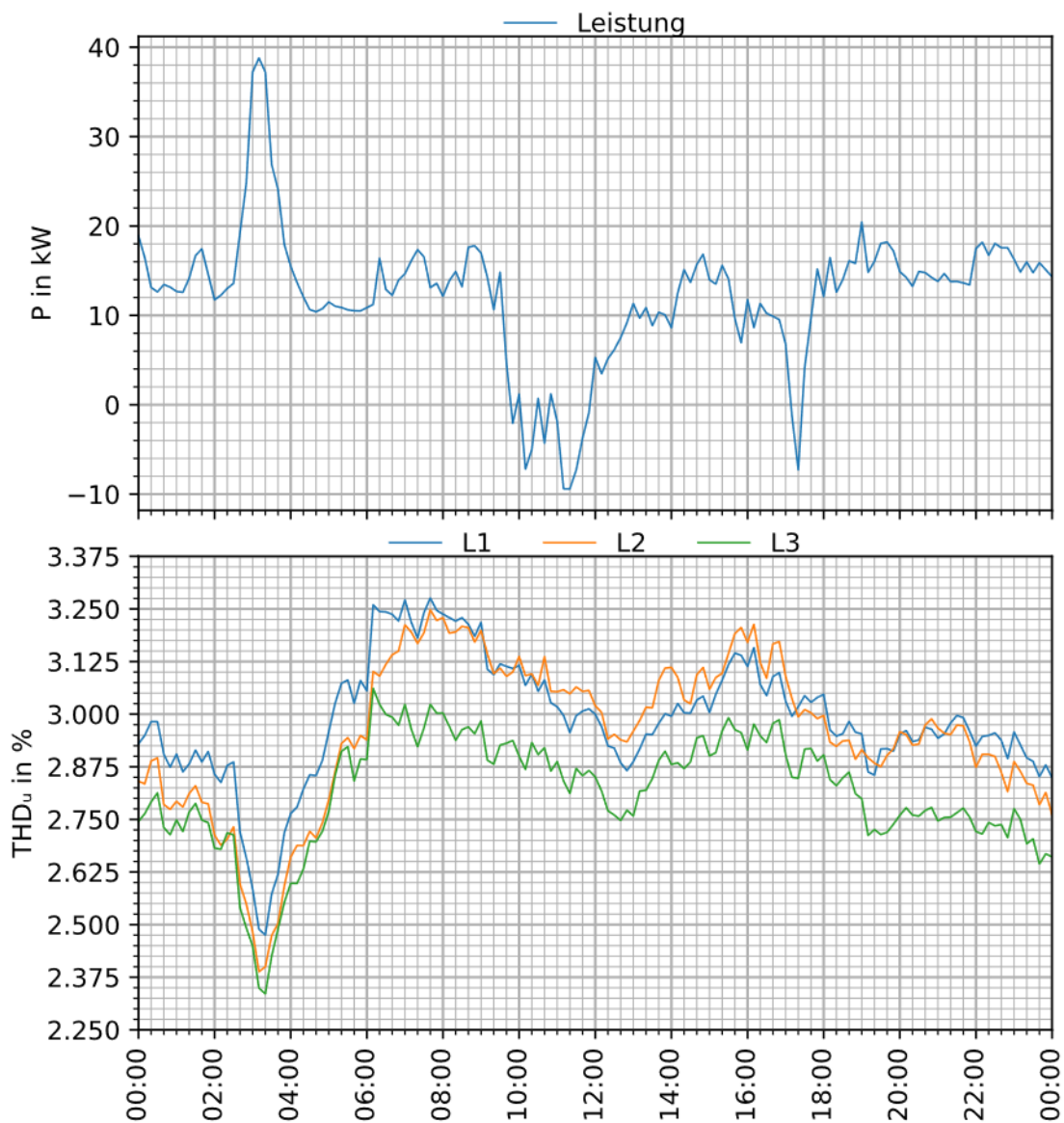


Abbildung 24: Zeitverlauf von Wirkleistung und THD_u am Messpunkt E1T1, 29.07.2022

Die Auslastung der Leitungen in den beiden gemessenen Netzen ist in der Abbildung 25 dargestellt. In keinem der betrachteten Fälle kommt es zu Überlastsituationen. Eine leicht erhöhte Belastung der Leitungen im Netz E2 im Vergleich zu E1 ist zu verzeichnen. Während 95 % der Betriebszeit sind sämtliche Leitungen weniger als 31 % ausgelastet. Peak-Auslastungen von über 60 % wurden während des Ausbaus der neuen VK im Netz E2 registriert. Im regulären Netzbetrieb hingegen wurden zu keiner Zeit



Auslastungen von über 50 % festgestellt. Die Höchstlasten im Netz E2 manifestierten sich während des Betriebs von Elektroboilern. Eine potenzielle Reduktion dieser Spitzenlasten könnte erreicht werden, indem die Rundsteuerung (Boiler-Gruppen) anders eingestellt oder Boiler gar nicht mehr über die Rundsteuerung eingeschaltet werden, wodurch die Last auf den Tagesverlauf verteilt und niedrigere Spitzenwerte resultieren würden.

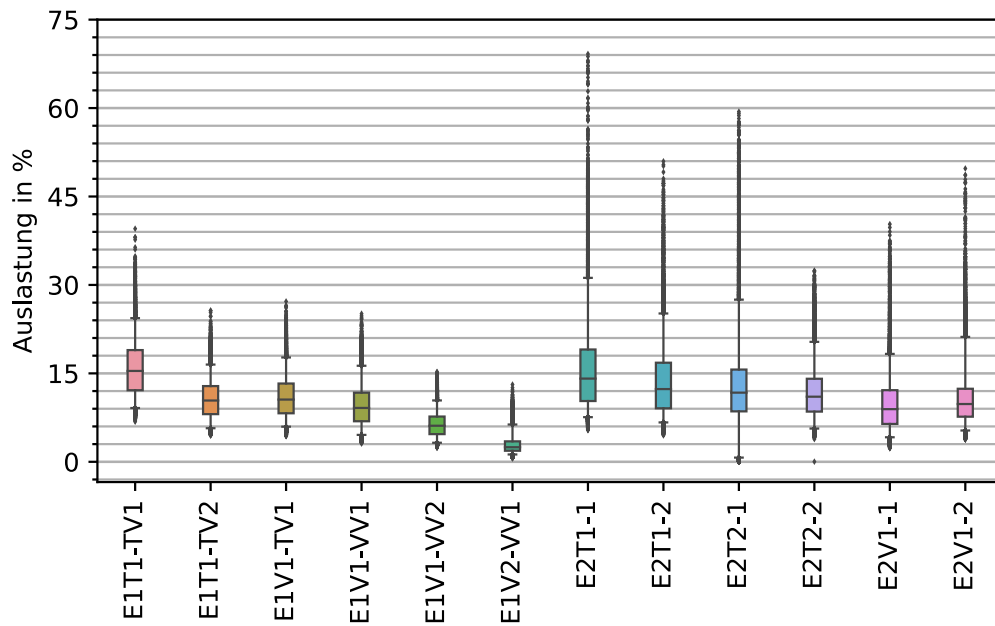


Abbildung 25: Boxplots der Auslastung der Netzelemente, erstes Halbjahr 2023, Netz E

Trotz veränderter Netztopologie und Zubau von Ladeinfrastruktur im Netz E2 konnten keine prägnanten Unterschiede in PQ oder der Auslastung festgestellt werden. Die Nutzung der Ladeinfrastruktur war in den Strömen nicht zu erkennen.



3.5 Niederspannung: Netz F1

Die schematische Darstellung des Netzes F1 ist in Abbildung 26 ersichtlich. Innerhalb des Trafokreises wurden Messungen an der TS, sämtlichen sechs VK, sowie an drei Hausanschlüssen grosser Hotelanlagen durchgeführt.

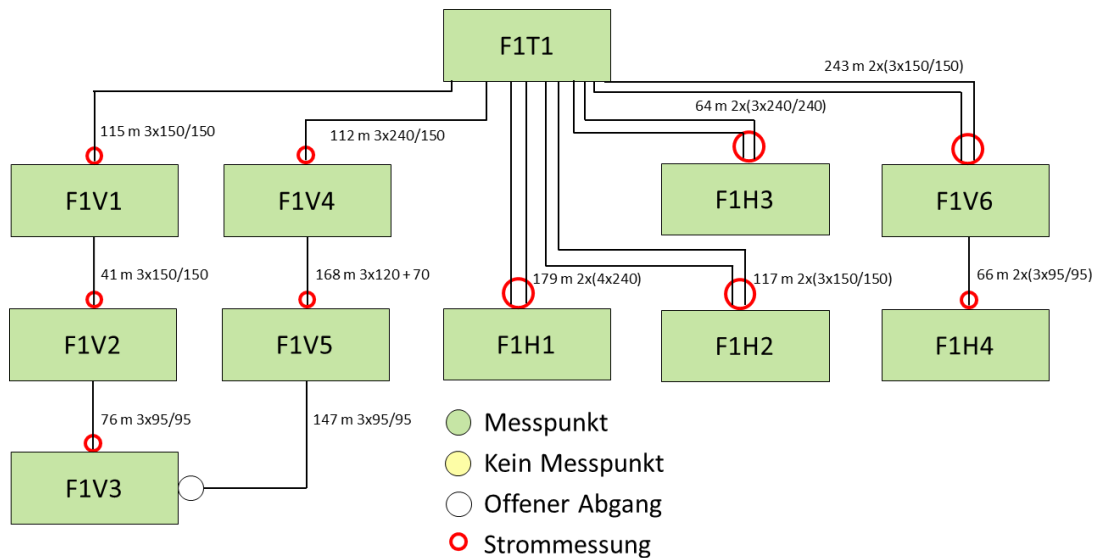


Abbildung 26: Vereinfachtes Netzschema, Netz F1

Abbildung 27 visualisiert die geringste während der Messkampagne festgestellte Qualitätsreserve. Für sämtliche Parameter wiesen die Messungen erhebliche Reserven auf, wobei die kleinsten Werte bei U_{h7} verzeichnet wurden. Die Reserve von U_{h7} zeigt nicht nur an den VK und den Hausanschlüssen, sondern auch an der TS geringe Werte auf. Des Weiteren offenbaren die geringen Unterschiede zwischen den Werten an der TS und den übrigen Messpunkten, dass die Reserven von U_{h7} aus dem vorgelagerten Netz übertragen wurden. Es lässt sich folgern, dass das Problem weder lokal verursacht noch verschärft wurde. Dieses Verhalten erstreckt sich auf die meisten PQ-Parameter innerhalb dieses Netzes.



	U_{max}	U_{min}	P_{lt}	K_{u2}	THD_u	U_{h3}	U_{h5}	U_{h7}	U_{h9}	U_{h11}	U_{h13}	U_{h15}	U_{h17}	U_{h19}	U_{h21}	U_{h23}	U_{h25}
F1H1	0.62	0.84	0.67	0.55	0.58	0.71	0.72	0.44	0.39	0.61	0.67	0.62	0.59	0.82	0.74	0.85	0.90
F1H2	0.62	0.94	0.73	0.78	0.61	0.84	0.73	0.45	0.64	0.65	0.73	0.74	0.69	0.91	0.85	0.91	0.94
F1H3	0.61	1.00	0.73	0.80	0.61	0.86	0.73	0.46	0.65	0.65	0.74	0.73	0.72	0.91	0.87	0.90	0.95
F1H4	0.63	0.90	0.70	0.74	0.58	0.75	0.70	0.44	0.45	0.62	0.72	0.60	0.66	0.87	0.77	0.85	0.91
F1T1	0.61	1.00	0.73	0.80	0.62	0.87	0.73	0.47	0.68	0.65	0.74	0.76	0.73	0.92	0.88	0.91	0.96
F1V1	0.63	1.00	0.72	0.77	0.59	0.81	0.71	0.45	0.57	0.65	0.72	0.67	0.69	0.89	0.81	0.87	0.94
F1V2	0.63	0.90	0.70	0.76	0.59	0.79	0.71	0.44	0.54	0.64	0.72	0.64	0.68	0.89	0.79	0.85	0.93
F1V3	0.63	0.85	0.67	0.74	0.59	0.78	0.71	0.44	0.53	0.64	0.72	0.63	0.67	0.88	0.78	0.85	0.92
F1V4	0.61	1.00	0.73	0.79	0.60	0.82	0.72	0.45	0.60	0.64	0.73	0.69	0.69	0.89	0.83	0.87	0.93
F1V5	0.61	0.93	0.62	0.74	0.58	0.76	0.70	0.43	0.50	0.63	0.73	0.62	0.63	0.85	0.75	0.82	0.90
F1V6	0.63	0.93	0.73	0.75	0.59	0.78	0.70	0.44	0.50	0.62	0.72	0.62	0.67	0.88	0.80	0.86	0.92

Abbildung 27: Qualitätsreserven in pu im Netz F1, niedrigster Wert im Zeitraum 05.12.2022 bis 23.04.2023

Prägnante Unterschiede zwischen den Messpunkten sind bei den Reserven von U_{h9} zu erkennen. An Messpunkt F1H1 wurde ein Wert von 0.39 ermittelt, während der niedrigste Wert an der TS bei 0.68 lag. Die direkte Beeinflussung von U_{h9} durch den Strom I_{h9} ist in Abbildung 28 veranschaulicht. Die zeitlichen Verläufe zeigen eine bemerkenswert ähnliche Form. Unterschiede zwischen den Zeitverläufen resultierten aus der Unsymmetrie des Stroms I_{h9} , wobei diese aufgrund des Nichtmessens des OS-Stroms im Neutralleiter unbekannt bleibt. Der zeitliche Verlauf des OS-Stroms erlaubt keine spezifischen Rückschlüsse auf Anlagen, die den Strom emittieren. Im Tagesbetrieb war der Strom etwa 40 % höher als während der Nacht.

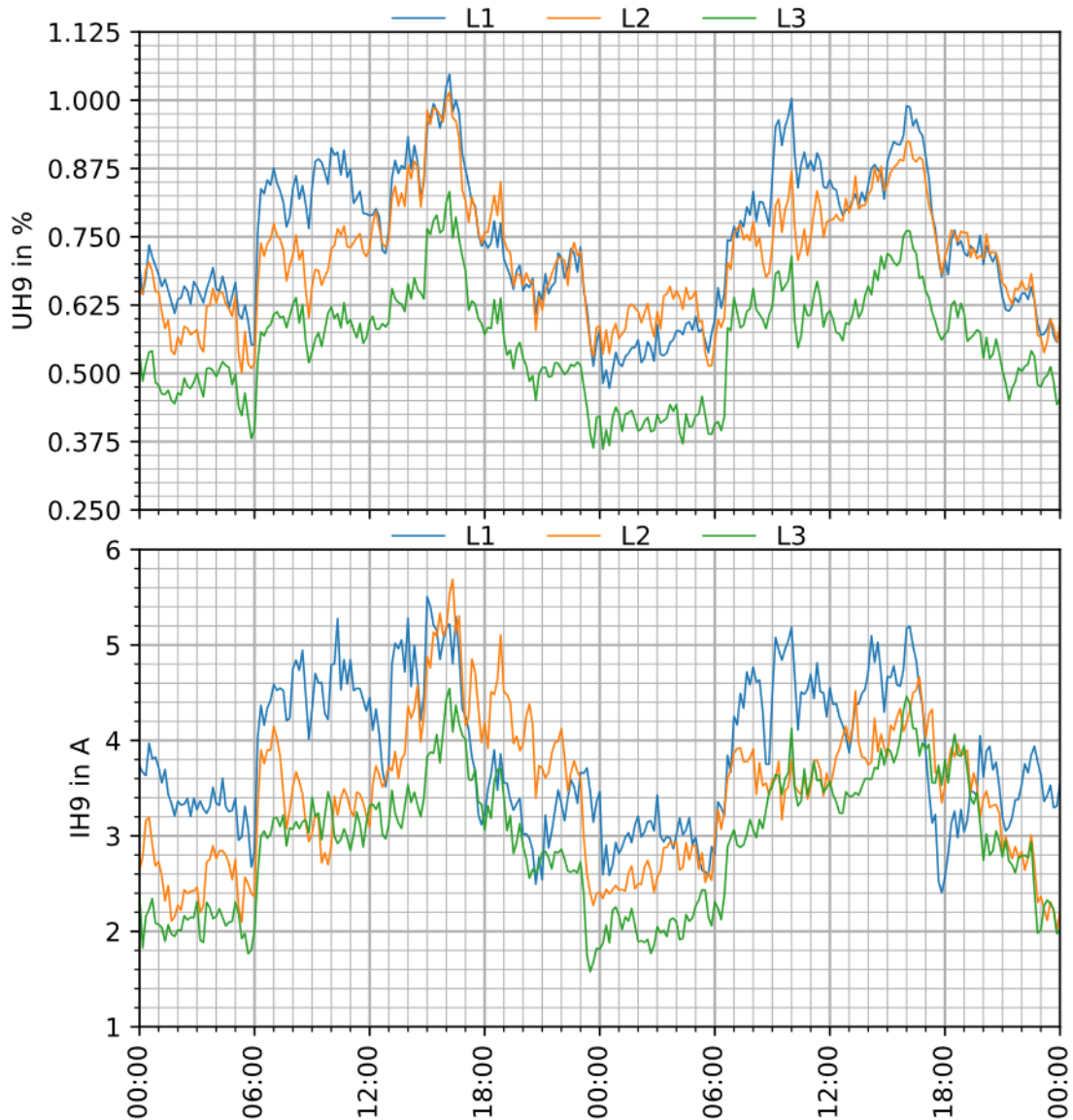


Abbildung 28: Zeitverlauf von U_{H9} und I_{H9} am Messpunkt F1H1, 14.02.2023 und 15.02.2023

In Abbildung 29 werden die Auslastungswerte graphisch dargestellt. Auffällig ist dabei, dass bei F1V1 eine Höchstlast von 82 % auftritt, während die Leitung in 95 % der Zeit zu weniger als 57 % ausgelastet ist. Weitere erhöhte Auslastungen sind in den Leitungen F1H1 und F1H2 zu verzeichnen, wobei diese für den Netzbetrieb irrelevant sind und bis zu 100 % ausgelastet werden könnten. Die übrigen Leitungen sind moderat belastet, mit Auslastungen von maximal 37 % während 95 % der Zeit.

Die Auslastung der Leitung F1V1 könnte durch gezielte Anpassungen der Topologie reduziert werden. Eine mögliche Massnahme besteht darin, die Leitung zwischen F1V2 und F1V3 zu öffnen und die Versorgung der VK F1V3 ab F1V5 zu ermöglichen. Dies hätte zur Folge, dass die Auslastung von F1V1 um die an F1V3 angeschlossene Last verringert wird. Gleichzeitig würde auch die Auslastung der Leitung F1V2 reduziert. Es ist jedoch zu prüfen, ob diese Massnahme zu einer unerwünschten Erhöhung der Auslastung in den Leitungen F1V4 und F1V5 führen würde, bedingt durch eine ungünstige Gleichzeitigkeit.

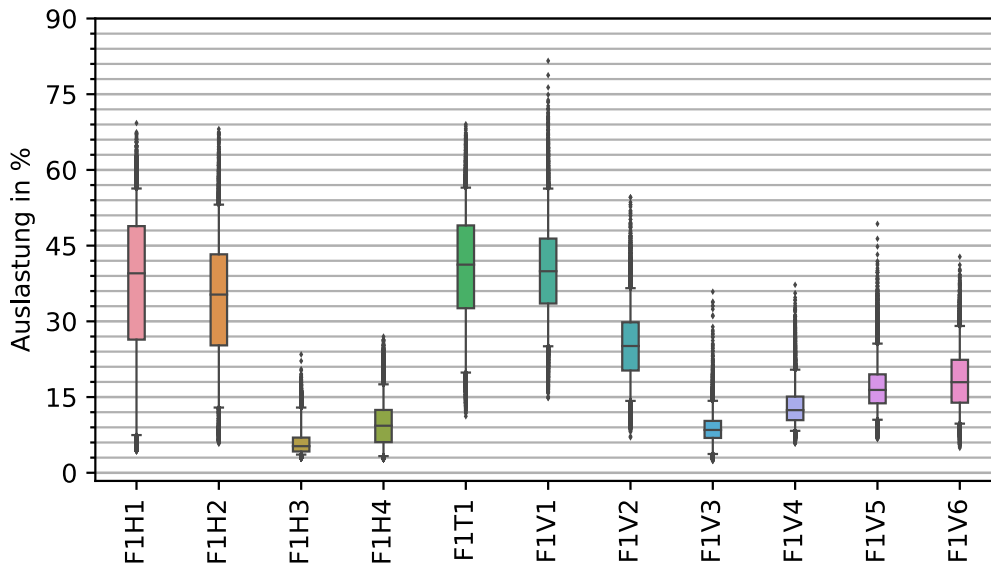


Abbildung 29: Boxplots der Auslastung der Netzelemente, Dezember 2022 bis April 2023, Netz F1

Weder durch die Analyse der OS-Ströme noch durch die Untersuchung des Leistungsbezugs konnten Schlussfolgerungen bezüglich der Nutzung der Ladeinfrastruktur in den Hotelbetrieben gezogen werden. Die Nutzung dieser Infrastruktur scheint eine geringe Gleichzeitigkeit aufzuweisen, wodurch der Strombedarf im regulären Betrieb in den Hintergrund tritt.

Das Netz bietet ausreichend Reserven sowohl bei der PQ als auch bei der Auslastung.

3.6 Mittelspannung: Netz A

Die Stromverzerrungen wurden in der Leitung der Einspeisung der ferngesteuerten Schaltkabine beobachtet. Daher galt es, die Abgänge mit den stärksten Verzerrungen zu identifizieren. Dafür wurde gemäss Abbildung 30 vorgegangen.

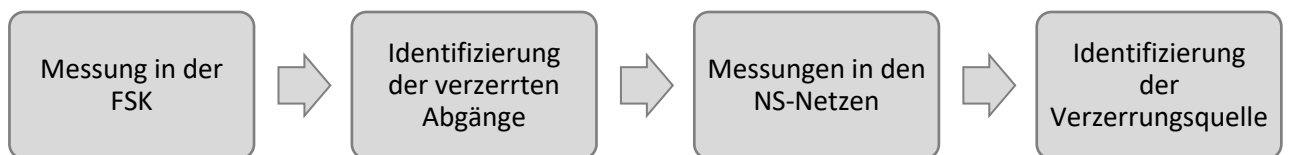


Abbildung 30: Vorgehen bei den Messkampagnen in Netz A

Zuerst wurden die Abgänge der Schaltkabine gemessen, um die Höhe der Verzerrungen der Abgänge zu identifizieren. Darauf basierend konnte der Abgang mit den stärksten Verzerrungen bestimmt werden. Danach wurden in den NS-Netzen, die von diesem Abgang versorgt wurden, Messungen durchgeführt. Das Ziel war die Erkennung der Quellen der höchsten Verzerrungen.

Messungen in der FSK

Die Auswertung gemäss der Norm EN 50160 zeigte aufgrund der hohen Kurzschlussleistung keine wesentlichen Auswirkungen der Stromverzerrungen auf die Spannung. Die Reserven der Spannungsüberschwingungen sowie des Gesamtüberschwingungsgehalts der Spannung (THD_U) sind in Bezug zu den Norm-Grenzwerten grösser als 60 %.



Abbildung 31 stellt die Werte von TDD (Total Demand Distortion) der gemessenen Abgänge dar und berücksichtigt für jeden Abgang die drei Phasen. Der Bezug bei der Berechnung von TDD ist der maximal gemessene Strom. Dieser betrug in diesem Fall 65.7 A.

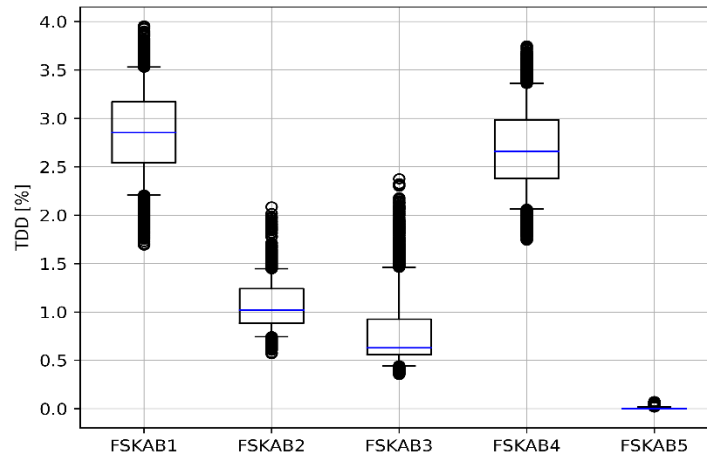


Abbildung 31: TDD der gemessenen Abgänge

Die Einspeisung der FSK, FSKAB1, wies einen maximalen TDD-Pegel von 4 % auf, wobei der Median 2.85 % betrug. Nebst der Einspeisung wies der Abgang FSKAB4 den höchsten TDD-Pegel auf. Der Maximalwert und der Median entsprechen 3.75 % beziehungsweise 2.65 %. Der Wertebereich dieses Abgangs entsprach ungefähr demjenigen der Einspeisung (FSKAB1). Die Abgänge FSKAB2 und FSKAB3 wiesen geringere TDD-Pegel auf. Abbildung 32 stellt den Zeitverlauf der Stromharmonischen für die Phase 1 der Einspeisung FSKAB1 dar.

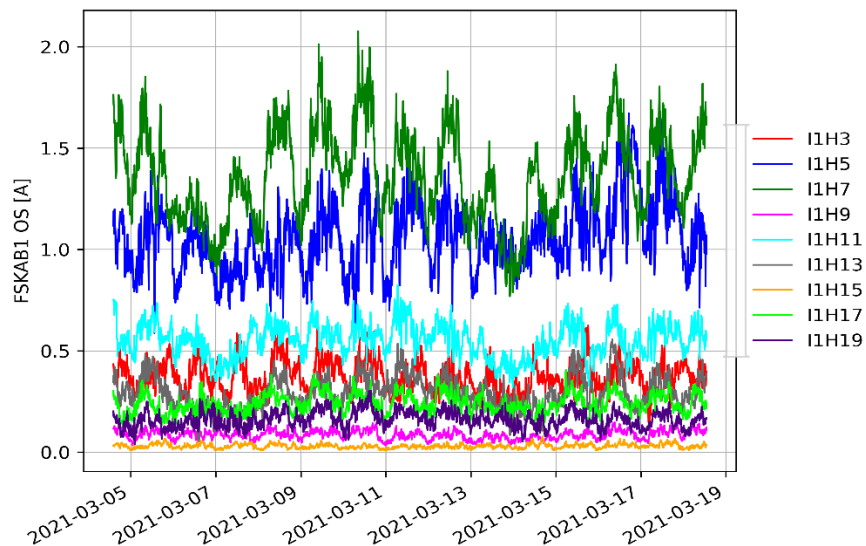


Abbildung 32: Zeitverlauf der gemessenen Stromharmonischen der Einspeisung (FSKAB1)

Die in Abbildung 32 dargestellten Zeitverläufe weisen leicht geringere Werte als die früheren Messungen des Netzbetreibers auf, sie liegen jedoch in einem ähnlichen Bereich. Dieser Unterschied kann eventuell auf den reduzierten Betrieb der Industrie infolge der Coronavirus-Pandemie zurückgeführt werden. Die Reihenfolge der Pegel der Stromüberschwingungen, von der höchsten zur niedrigsten, stimmte ebenfalls bei beiden Messkampagnen (eigene Messkampagne des Netzbetreibers und Messkampagne des Projekts) überein. Die Ordnung 7 und 5 dominierten den Anteil der Oberschwingungen mit Spitzen von bis zu 2.05 A beziehungsweise 1.65 A. Ausserdem wiesen die Stromüberschwingungen



in Bezug auf den Effektivwert des Stroms einen Pegel von 5.5 % auf. Es wurde der Effektivwert verwendet, weil der Pegel der Grundschiwingung nicht als eigener Messwert vorhanden war.

Ebenfalls war in den Zeitverläufen ein Unterschied zwischen den Wochentagen und dem Wochenende erkennbar. Dieser Unterschied wurde durch die Betriebszeiten der Industrie verursacht.

Abbildung 33 zeigt einen Vergleich der Stromüberschwingungen von vier gemessenen Abgängen für die ungeraden Ordnungszahlen im Bereich von 3 bis 19. Die Boxplots enthalten dabei die Werte aller drei Phasen. Abgang 5 (FSKAB5) wird aufgrund sehr tiefer Messwerte nicht berücksichtigt, da er einen vernachlässigbaren Einfluss auf die Stromverzerrung hatte.

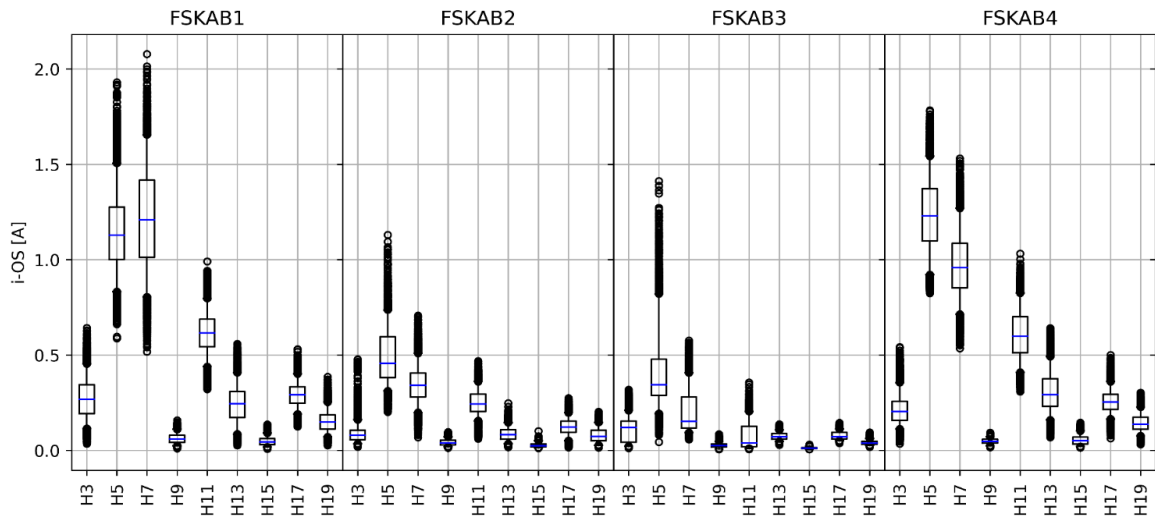


Abbildung 33: Vergleich der gemessenen Stromüberschwingungen für die ungeraden Ordnungszahlen von 3 bis 19

Die Stromüberschwingungen der Einspeisung wiesen sowohl für die fünfte als auch für die siebte Harmonische einen Maximalwert von rund 2 A auf. In Bezug auf den Effektivwert des Stroms beträgt der höchste Pegel 5.3 %. Interessant sind die Tripel-Harmonischen, die im Vergleich zu den anderen Ordnungen geringe Werte aufwiesen. Sie wurden durch die Schaltgruppe des MS/NS-Transformators (normalerweise Dy) gefiltert und daher kaum von der NS- auf die MS-Ebene übertragen. In den Boxplots ist zu erkennen, dass der Abgang FSKAB4 ähnliche Pegel der Oberschwingungen zeigte wie die Einspeisung FSKAB1. Abgang 4 wies im Vergleich zu den anderen drei Abgängen (FSKAB2, 3 und 5) die höchsten Pegel auf. Die fünfte und siebte Stromharmonische, die in der Einspeiseleitung am höchsten waren, befanden sich im Abgang 4 zwischen 0.8 und 1.75 A sowie zwischen 0.52 und 1.63 A. Der 95%-Wert dieser beiden Ordnungszahlen betrug 1.52 beziehungsweise 1.25 A. Die maximalen Werte der fünften Harmonischen des Abgangs 2 und 3 entsprachen 1.15 respektive 1.45 A. Es wurde jedoch deutlich, dass 95 % der Werte unter 0.75 und 0.8 A lagen. Diese Werte waren also wesentlich niedriger als beim Abgang 4. In den drei einzelnen Phasen wurde ein ähnliches Verhalten festgestellt. In Bezug auf den jeweiligen Effektivwert zeigte Abgang 3 die höchsten Werte bei der fünften Stromharmonischen, wobei der Maximalwert 18 % betrug. Im Gegensatz dazu zeigte Abgang 4 einen Maximalwert von 9.5 %. Die Stromkurven des Abgangs 2 und 4 waren jener der Einspeisung sehr ähnlich. Abgang 4 hatte dennoch einen stärkeren Einfluss auf die Einspeisung als die Abgänge 2 und 3, da er die höchsten Ströme aufwies. Diese Ströme waren etwa ein Drittel höher als im Abgang 2 sowie doppelt so hoch wie im Abgang 3.



Abbildung 34 zeigt die Zeitverläufe des TDD-Pegels (aller drei Phasen) und der einzelnen Stromberschwingungen (Phase 1) des Abgangs 4.

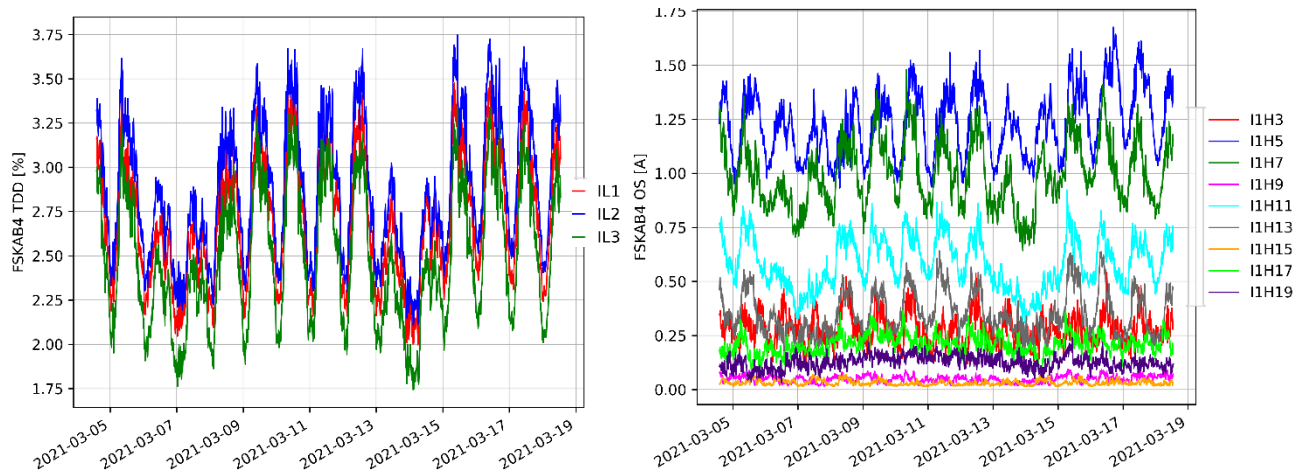


Abbildung 34: Gemessene Zeitverläufe des TDD-Pegels und der Stromberschwingungen der ungeraden Ordnungszahlen von 3 bis 19

Die zwei Grafiken in Abbildung 34 zeigen, dass die Werte und Verläufe sehr ähnlich waren wie in der Einspeisung der Schaltkabine. Im Zeitverlauf des TDD-Pegels waren zwischen den Wochentagen und dem Wochenende klare Unterschiede zu erkennen. Stromberschwingungen der Ordnung sieben und elf zeigten ebenfalls ein solches Verhalten. An diesem Abgang ist vermutlich ein Industriegebiet oder ein gemischtes Gebiet mit industrieller Prägung angeschlossen. Anhand der Abbildung 31 bis Abbildung 34 kann festgestellt werden, dass die Verzerrungen meist durch den Abgang 4 verursacht wurden. Um in einem nächsten Schritt die Quelle der Verzerrung zu identifizieren, wurden in den angeschlossenen NS-Netzen weitere Messungen durchgeführt.

Messungen in den NS-Netzen

Die Messungen in den Trafostationen wurden gemäss der Norm EN 50160 ausgewertet. Die Analyse hat ergeben, dass alle Grenzwerte der Norm eingehalten wurden und dass alle Trafostationen ein ähnliches Verhalten aufwiesen. Bezüglich der Spannungsüberschwingungen zeigte der THD_U einen maximalen Wochenwert (95%-Quantile) von 2.96 % in der TS 10-1. Das 95%-Quantil des THD_U aller Trafostationen lag in einem Bereich zwischen 2.6 und 2.96 %. Die Reserve dieses Werts zum Grenzwert (8 %) ist bei allen Trafostationen grösser als 60 %. Abbildung 35 zeigt die Boxplots der einzelnen ungeraden Spannungsüberschwingungen der Ordnungszahlen von 3 bis 25. Die Werte sind in Bezug zum Grenzwert dargestellt.

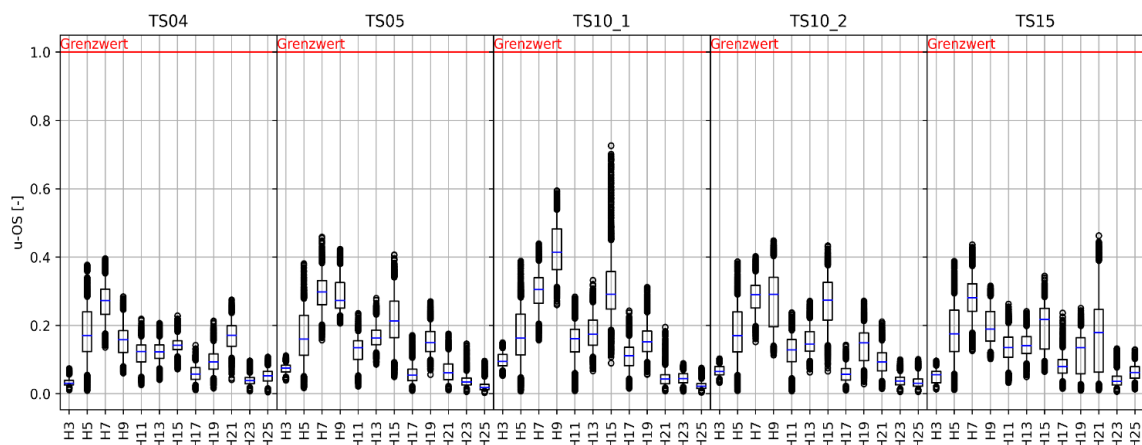


Abbildung 35: Vergleich der einzelnen gemessenen Spannungsüberschwingungen, referenziert auf die Grenzwerte



Die Grenzwerte der einzelnen Spannungsüberschwingungen wurden nicht überschritten. Die meist hohen Reserven zu den Grenzwerten lagen an der hohen Kurzschlussleistung in den Trafostationen. Die 7. und 9. Harmonische wiesen in den Trafostationen die höchsten Pegel in V auf, was bezogen auf die Grenzwerte aber nicht zwangsläufig die geringste PQ-Reserve bedeutete, weil die Grenzwerte höher sind als bei anderen Harmonischen. Die Spannungsüberschwingungen korrelierten mit der Kurzschlussleistung des Netzes am Messpunkt. Gemäss Netzplan wies die TS 10_1 die geringste Kurzschlussleistung auf und verfügte mit 46 % über die geringste PQ-Reserve. Bei allen anderen Trafostationen war die PQ-Reserve grösser als 60 %. Ohne Berücksichtigung der Tripel-Spannungsharmonischen betrug die geringste Qualitätsreserve 55 %. Ausserdem ist erkennbar, dass die fünfte Spannungsharmonische bei allen Trafostationen ähnliche Pegel aufwies.

Die Werte der Stromüberschwingungen wurden in Abbildung 36 miteinander verglichen. Die Boxplots beinhalten die Werte aller drei Phasen in A.

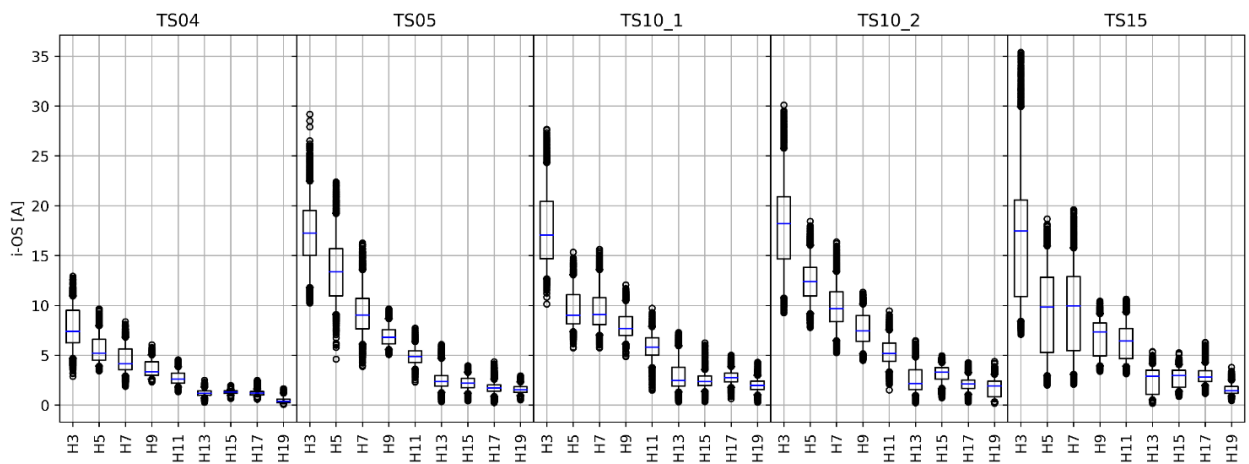


Abbildung 36: Vergleich der einzelnen Stromüberschwingungen, gemessen in den Trafostationen

Alle Trafostationen zeigten bei den Stromüberschwingungen ein sehr ähnliches Verhalten, wobei der Pegel mit zunehmender Ordnungszahl abnahm. TS04 wies die geringsten Ströme auf. Bei den vier anderen TS lagen die Werte der einzelnen Überschwingungen in einem ähnlichen Bereich. Die dritte Stromharmonische war bei allen TS am höchsten, wobei TS15 den höchsten Maximalwert aufwies. An diesem Abgang sind mehrere grosse Mehrfamilienhäuser (MFH) angeschlossen, was den hohen Pegel dieser Überschwingung erklärt. Die Tripel-Stromharmonischen wurden durch den Trafo gefiltert und daher kaum auf die MS-Seite übertragen.

Der höchste Wert der fünften Stromharmonischen wurde in der TS05 gemessen. Jedoch unterschieden sich die Pegel in der TS05 kaum von den in den anderen TS gemessenen Pegeln.

Die in den NS-Netzen gemessenen Pegel der Stromharmonischen wurden mit bereits früher gemessenen Pegeln aus unterschiedlichen Niederspannungsnetzen eines anderen Netzbetreibers verglichen. Es zeigte sich, dass die Werte der aktuellen Messkampagne in einem ähnlichen Bereich lagen wie beim zweiten Netzbetreiber. Es waren keine Auffälligkeiten zu erkennen. Daher kann davon ausgegangen werden, dass in den betrachteten NS-Netzen keine ungewöhnlich hohen Pegel von Stromharmonischen vorhanden waren. Es konnte gefolgert werden, dass keine spezifische Trafostation für die stark verzerrte Signalform des Stroms verantwortlich ist. Mit Ausnahme von TS04 wiesen alle Trafostationen für die Stromüberschwingungen ähnliche Werte auf und entsprechend entstanden die Stromverzerrungen auf der MS-Ebene nicht aufgrund einer spezifischen Anlage, sondern aus der Summe aller Anlagen und Geräte.



3.7 Mittelspannung: Netz F2

Mittels eines Messgerätes wurde im Netz F2 ein MS-Abgang gemessen, welcher der Versorgung eines Skigebiets diente. Dabei sollte überwacht werden, ob der Betrieb der Beschneigung die Spannungsqualität in der Mittelspannung beeinflusst. In Abbildung 37 ist der Wirkleistungsverlauf am gemessenen Abgang dargestellt. Die rot markierten Bereiche repräsentieren die Zeiträume der Beschneigung. Diese Bereiche umfassen die Kalenderwochen 46 bis 50 im Jahr 2022 und die Kalenderwochen 2 und 3 im Jahr 2023. Ansonsten ist in der Grafik der reguläre Betrieb des Skigebiets zu sehen.

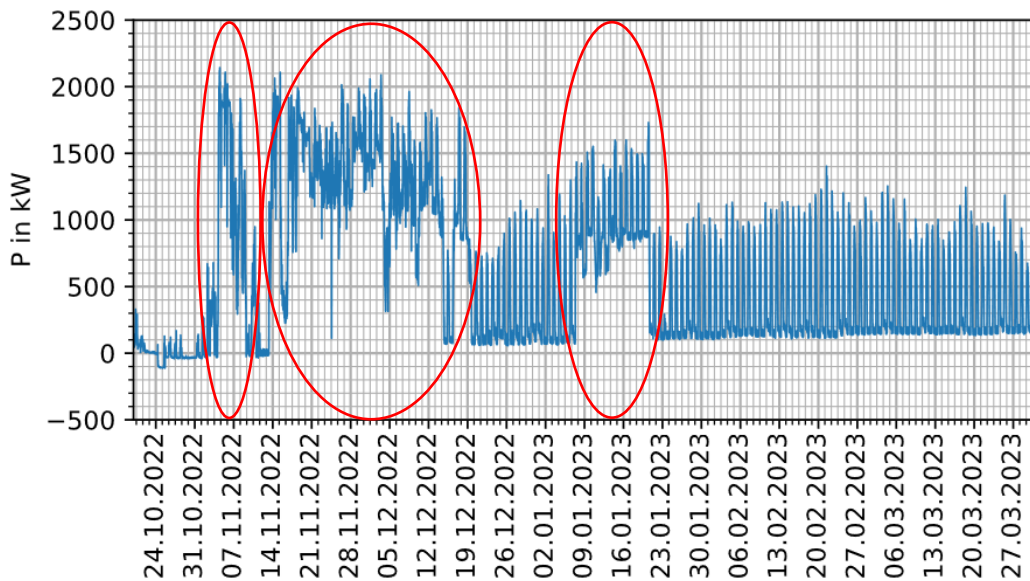


Abbildung 37: Zeitverlauf Wirkleistung am MS-Abgang (F2T1)

In Abbildung 38 werden die Qualitätsreserven am Messpunkt F2T2 dargestellt. Diejenigen Wochen, in denen eine Beschneigung durchgeführt wurde, sind in der Grafik durch eine rote Einfassung hervorgehoben. Ähnlich wie im Netz F1 zeigte auch hier der Parameter U_{h7} die geringste Reserve. Während der Beschneigung wurde eine leicht niedrigere Spannung (U_{min}) festgestellt. In Bezug auf die anderen Parameter ist jedoch keine signifikante Reduzierung der Reserven aufgrund der Beschneigung ersichtlich.

Interessanterweise deutet der THD_U darauf hin, dass sich die Pegel der U-OS während der Beschneigung sogar leicht verringern. Im Netz E wurde ein positiver Effekt von ohmschen Lasten auf die Pegel der Oberschwingungen festgestellt. Die Beschneigungsanlagen im Netz F2 sind nicht rein ohmsche Lasten, scheinen aber dennoch einen kompensierenden Einfluss auf gewisse U-OS-Pegel zu haben.



	U_{max}	U_{min}	P_{It}	K_{u2}	THD_u	U_{h3}	U_{h5}	U_{h7}	U_{h9}	U_{h11}	U_{h13}	U_{h15}	U_{h17}	U_{h19}	U_{h21}	U_{h23}	U_{h25}
2022, KW 43	0.83	1.00	0.76	0.91	0.65	0.97	0.82	0.48	0.88	0.72	0.83	0.91	0.94	0.96	0.96	0.96	0.98
2022, KW 44	0.83	1.00	0.79	0.90	0.76	0.97	0.84	0.65	0.85	0.75	0.89	0.90	0.94	0.96	0.96	0.96	0.98
2022, KW 45	0.83	1.00	0.78	0.90	0.78	0.97	0.82	0.70	0.87	0.81	0.90	0.90	0.94	0.96	0.96	0.96	0.98
2022, KW 46	0.85	0.99	0.78	0.91	0.76	0.97	0.82	0.66	0.89	0.79	0.90	0.91	0.95	0.96	0.96	0.97	0.98
2022, KW 47	0.85	0.99	0.79	0.90	0.78	0.97	0.80	0.71	0.89	0.86	0.92	0.90	0.94	0.96	0.96	0.97	0.98
2022, KW 48	0.85	0.99	0.82	0.91	0.79	0.97	0.83	0.69	0.87	0.86	0.92	0.89	0.95	0.97	0.96	0.97	0.97
2022, KW 49	0.85	0.99	0.82	0.92	0.75	0.98	0.85	0.63	0.86	0.86	0.90	0.92	0.93	0.96	0.96	0.95	0.98
2022, KW 50	0.84	0.98	0.84	0.89	0.73	0.97	0.85	0.59	0.86	0.86	0.91	0.90	0.94	0.94	0.96	0.95	0.97
2022, KW 51	0.82	1.00	0.83	0.89	0.69	0.96	0.77	0.54	0.88	0.82	0.90	0.91	0.94	0.93	0.95	0.93	0.97
2022, KW 52	0.82	1.00	0.87	0.88	0.71	0.96	0.75	0.63	0.86	0.77	0.90	0.91	0.94	0.94	0.95	0.93	0.97
2023, KW 1	0.83	1.00	0.84	0.89	0.68	0.96	0.83	0.53	0.88	0.77	0.90	0.91	0.93	0.94	0.95	0.94	0.97
2023, KW 2	0.83	1.00	0.78	0.89	0.74	0.97	0.83	0.64	0.88	0.82	0.90	0.89	0.94	0.94	0.95	0.94	0.97
2023, KW 3	0.83	1.00	0.80	0.88	0.70	0.97	0.83	0.55	0.90	0.84	0.90	0.90	0.93	0.94	0.95	0.95	0.97
2023, KW 4	0.81	1.00	0.79	0.88	0.73	0.97	0.85	0.60	0.89	0.84	0.90	0.88	0.93	0.94	0.95	0.94	0.97

Abbildung 38: Qualitätsreserven am Messpunkt F2T1, zeitliche Entwicklung von KW 43 (2022) bis KW 4 (2023)

Die Messungen zeigten, dass Beschneidungsanlagen trotz hoher Leistung die Spannungsqualität auf der Mittelspannungsebene nicht negativ beeinflussen. Ob es direkt am Anschlusspunkt der Anlagen durch die Schaltvorgänge zur Beeinflussung des Flickers kommt, kann durch die Messung nicht ausgeschlossen werden. Aktuell sind jedoch keine solche Fälle bekannt.



4 Auswertung

4.1 Auslastung und Spannungsqualität bei Anwendung der heutigen Anschlussregeln

Dieses Kapitel widmet sich der detaillierten Darstellung der gemessenen Auslastungen und der beobachteten PQ in den untersuchten Stromnetzen. Die Analyse konzentriert sich auf Messpunkte, an denen die Vorgaben der TRBNr DACHCZ eingehalten wurden, jedoch – basierend auf der individuellen Bewertung des jeweiligen VNB – bis an ihre Kapazitätsgrenzen ausgereizt wurden. Im Netz C wurden einige Messpunkte identifiziert, an denen die nach den technischen Regeln zulässige Einspeisung deutlich überschritten wurde. Diese Punkte werden in der PQ-Betrachtung dieses Kapitels nicht berücksichtigt.

Im Verlauf des Projekts wurde festgestellt, dass trotz der Auswahl als kritisch eingestufte Netze nur wenige Messpunkte eine kritische PQ aufwiesen. Zusätzlich wurden ähnliche Parameter identifiziert, die häufig aufgrund ähnlicher Ursachen kritische Werte aufwiesen.

Abbildung 39 bietet eine Übersicht über die vorherrschende Spannungsqualität in den gemessenen Netzen. Ähnlich den in Kapitel 3 präsentierten Grafiken der Qualitätsreserven werden die jeweils schlechtesten Werte an jedem Messpunkt während der Messdauer oder einer anderen sinnvollen Zeitperiode (1. Halbjahr) dargestellt. Abbildung 39 fasst die Informationen aus Abbildung 6, Abbildung 18, Abbildung 23 und Abbildung 27 in einer einzigen Grafik zusammen. Die dargestellten Messpunkte wurden nach den Kategorien TS, VK oder HA klassifiziert.

Hinsichtlich der Spannungsniveaus zeigt sich, dass es teilweise zu erhöhten Spannungen (U_{\max}) kommt. Erhöhte Spannungen an den TS stehen meist im Zusammenhang mit der Einstellung der jeweiligen Trafostufe. Ansonsten ist der Grund für die hohen Spannungen die PV-einspeisung bei geringer Last im Sommer. Der geringste gemessene Reservewert an einer VK betrug 16 %. Die Trafostufe im Trafokreis dieser VK wurde mittlerweile angepasst, was die Reserven der Spannung verbessern sollte. Der gemessene Minimalspannungswert (U_{\min}) bereitete an keinem der Messpunkte Probleme und wies eine Reserve von mindestens 45 % auf.

Bei der Betrachtung des Langzeitflickers (P_{lt}) wurde festgestellt, dass an den TS jeweils beträchtliche Reserven vorhanden sind. Knapp bemessene Reserven wurden nahezu ausschliesslich an Hausanschlüssen identifiziert. In einem isolierten Fall wurde eine geringe Flicker-Reserve an einer VK am Ende eines langen Strangs gemessen. An allen Messpunkten mit geringer Reserve war die Kurzschlussleistung eher niedrig und es traten schnelle Laständerungen auf. In allen Fällen war der hohe Flickerwert durch den angeschlossenen Kunden selbstverschuldet, jedoch kam es zu keiner signifikanten Beeinflussung benachbarter Kunden und es wurden keine Grenzwertverletzungen festgestellt.

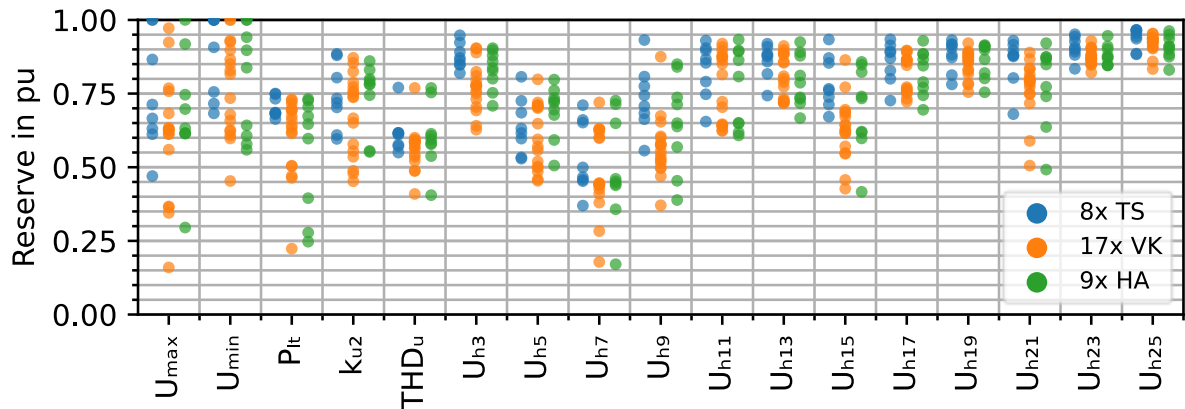


Abbildung 39: Übersicht der PQ-Reserven unter Anwendung der heutigen Anschlussregeln, kategorisiert nach Messpunkten

Die Spannungsunsymmetrie (k_{u2}) wies an allen Messpunkten beträchtliche Reserven auf, die mindestens 45 % betragen.

In Bezug auf die Oberschwingungen wurden unterschiedliche Reserven je nach Ordnungszahl festgestellt. Aufgrund der Tatsache, dass eine Mehrheit der Oberschwingungen erhebliche Reserven aufwies, unterschritten die Reserven des THD_u an keinem Messpunkt 40 %. In einigen Fällen wurde eine geringe Reserve bei bestimmten Ordnungszahlen identifiziert. Die Reserven von U_{h3} betragen an sämtlichen Messpunkten mindestens 62 %. Eine saisonale Variation des U_{h3} -Pegels konnte in fast allen Netzen festgestellt werden, wobei der Pegel im Sommer mit dem Rückgang der Last abnahm. Ein möglicher Grund für höhere Pegel im Winter war der Betrieb einphasiger nichtlinearer Lasten, die Ströme dieser Frequenz emittieren, wie beispielsweise einphasige Wärmepumpen.

Die Pegel von U_{h5} und U_{h7} verhielten sich bezüglich der Saisonalität gegenläufig zu U_{h3} , indem sie im Sommer anstiegen. Bei der Datenauswertung wurden zwei potenzielle Gründe für dieses Verhalten identifiziert. Bei einigen PV-Anlagen wurde festgestellt, dass beim Einschalten der Anlage ein signifikanter Anstieg der Ströme I_{h5} und I_{h7} zu verzeichnen war. Die Amplitude dieser Ströme war teilweise abhängig von der eingespeisten PV-Leistung. Der Anstieg der PV-Einspeisung im Sommer führte schliesslich zu höheren Oberschwingungsströmen bei diesen Frequenzen, was zu einem Anstieg der Spannungspegel führte. Zudem wurde bei den Analysen festgestellt, dass ohmsche Lasten im Netz eine senkende Wirkung auf die Oberschwingungspegel haben. Da im Sommer weniger ohmsche Verbraucher am Netz sind, kann auch dies zu einem Anstieg der Pegel führen. Der Pegel von U_{h7} erwies sich als der Parameter mit den geringsten Reserven. An verschiedenen Messpunkten wurde bereits am Transformator eine knappe Reserve bei U_{h7} registriert. Diese Beobachtung deutet darauf hin, dass bereits von der vorgelagerten Netzebene ein hoher Pegel von U_{h7} übertragen wird. Die niedrigsten Reserven, die bei U_{h7} registriert wurden, lagen bei 17 %.

Die Reserven von U_{h9} wiesen einen vergleichbaren Bereich auf wie die von U_{h5} . Jedoch war der Unterschied zwischen dem Pegel an der TS und den übrigen Messpunkten deutlich ausgeprägter. Diese Beobachtung legt nahe, dass der Pegel von U_{h9} stärker durch lokale Verbraucher beeinflusst wird. Da U_{h9} eine nullsystembildende OS darstellt, tendieren die Ströme dazu, im Neutralleiter zu fließen. Diese charakteristische Verhaltensweise führt dazu, dass Ströme bei dieser Frequenz deutlich höhere Auswirkungen auf den Spannungspegel haben. Zudem liegt der Grenzwert für U_{h9} bereits signifikant niedriger im Vergleich zu den zuvor beschriebenen OS. Die geringsten Reserven bei U_{h9} betragen 37 %.

OS höherer Ordnung zeigten an allen Messpunkten deutliche Reserven. Bei U_{h15} und U_{h21} wurden Reserven von mehr als 41 beziehungsweise 49 % gemessen. Die übrigen Oberschwingungen bis zu U_{h25} wiesen Reserven über 61 % auf. Die geringeren Reserven bei U_{h15} und U_{h21} resultieren aus ihren signifikant niedrigeren Grenzwerten. In absoluten Zahlen betrachtet wiesen sie keine höheren Pegel auf.



Zur Bewertung der entstehenden Auslastung unter Anwendung heutiger Anschlussregeln dient Abbildung 40. Zur Veranschaulichung wurden vier Kategorien definiert: die maximale Auslastung, das 95. und das 75. Perzentil sowie der Median. Die präsentierten Ergebnisse basieren auf den Daten aus Abbildung 9, Abbildung 16, Abbildung 21, Abbildung 25 und Abbildung 29.

Die maximale Auslastung der untersuchten Netzelemente zeigt eine Streuung im Bereich von 13 bis 82 %. Die Verteilung der Elemente mit starker beziehungsweise schwacher Auslastung ist nahezu ausgeglichen, wobei eine leicht höhere Anzahl von Elementen mit schwacher Auslastung festgestellt wurde. Trafos und Anschlussleitungen lassen sich in zwei Gruppen einteilen: stark und schwach ausgelastet. Elemente mit mittlerer Auslastung sind in diesen Kategorien vergleichsweise selten. Es ist zu beachten, dass die Anzahl der gemessenen Elemente möglicherweise zu gering ist, um diese Beobachtung zu generalisieren.

Während 95 % der Zeit war kein Element stärker als 57 % ausgelastet, das 75. Perzentil lag bei allen Elementen unter 50 % und der Median unter 40 %. Ein besonders auffälliger Unterschied zeigt sich zwischen dem Median und der Maximalauslastung bei den Trafos. Bei einem der drei stark ausgelasteten Trafos resultiert die Höchstlast aus der PV-Einspeisung. Um eine gleichmässigeren Auslastung des Trafos zu erreichen, wäre eine intelligente Lastensteuerung in Abhängigkeit von der PV-Einspeisung erforderlich. Gegenwärtig sind im Netz nur wenige Lasten im Sommerbetrieb vorhanden. Ein zukünftiger Ausbau der Ladeinfrastruktur könnte dazu beitragen, die Spitzenauslastung des Trafos zu reduzieren.

Die starke Auslastung der beiden anderen Trafos ergibt sich aus Lastspitzen im Winter. Tagsüber wird die Auslastung durch die PV-Einspeisung reduziert und erreicht am Nachmittag ein Minimum. Durch einen weiteren Ausbau der Photovoltaik und eine intelligente Steuerung der Lasten könnte die Auslastung gleichmässiger über den Tag verteilt und die Spitzenlasten weiter reduziert werden.

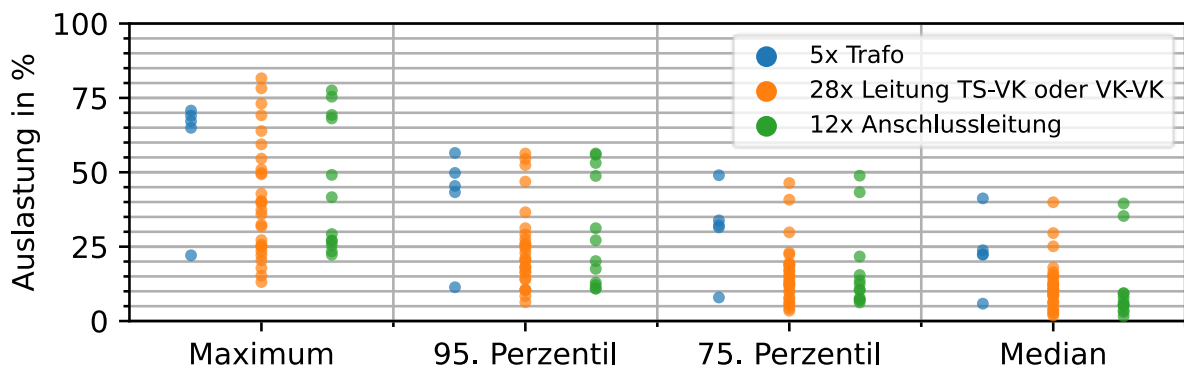


Abbildung 40: Übersicht der Auslastung unter Anwendung der heutigen Anschlussregeln, kategorisiert nach Netzelementen

Die Auswertung dieses Kapitels verdeutlicht, dass die Qualitätsreserven im Allgemeinen gross sind, jedoch teilweise auch unberechenbar. Insbesondere in Fällen, in denen die Spannungsqualität unbekannt ist, können bestimmte Parameter bereits am Transformator nur geringe Reserven aufweisen, wie es bei U_{h7} teilweise der Fall war.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Tatsache, dass einzelne Anlagen einen signifikanten Einfluss auf bestimmte Parameter haben können, wie es im Netz B, ebenfalls bei U_{h7} , festgestellt wurde. Es besteht nicht zwangsläufig ein Zusammenhang zwischen hoher Auslastung und geringer Qualitätsreserve. Eine geringe Auslastung bedeutet jedoch ein kleines Verhältnis von Anschluss- zu Kurzschlussleistung, was sich positiv auf lokal generierte Rückwirkungen auswirkt und diese gering hält. Bei den Oberschwingungen kann es dennoch bei ungünstigen Konstellationen zu hohen Strömen kommen, was die Reserven vermindern kann.



Die Ergebnisse legen nahe, dass eine umfassende Kenntnis der Spannungsqualität und ihrer Einflussfaktoren entscheidend ist, um präzise Schlussfolgerungen zu ziehen und gezielte Massnahmen zur Verbesserung der Netzqualität zu ergreifen. Insbesondere die Identifikation von Anlagen mit grossem Einfluss sowie die Berücksichtigung des Verhältnisses von Anschluss- zu Kurzschlussleistung sind von Bedeutung, um eine stabile und qualitativ hochwertige Energieversorgung sicherzustellen.

Die vorliegende Analyse verdeutlicht die heterogene Auslastung der Netzelemente und identifiziert potenzielle Ansatzpunkte zur Verbesserung der Auslastungsverteilung. Insbesondere die Integration erneuerbarer Energiequellen wie Photovoltaik und eine intelligente Lastensteuerung könnten dazu beitragen, die Netzstabilität zu erhöhen und die Spitzenauslastung zu minimieren. Zukünftige Entwicklungen, insbesondere im Hinblick auf den Ausbau der Ladeinfrastruktur und erneuerbarer Energien, sollten in die Netzplanung einfließen, um eine nachhaltige und effiziente Energieversorgung zu gewährleisten.



4.2 Auswirkungen auf das Netz durch Zubau von Anlagen ohne Massnahmen

In diesem Kapitel soll untersucht werden, welche möglichen Folgen der Zubau von Anlagen (Einspeisung und Verbrauch) hat, wenn keine weiteren Massnahmen ergriffen werden. Der Fokus lag bei diesen Untersuchungen vorwiegend auf PV-Anlagen. Was passiert beim Nichtbefolgen der Anschlussregeln? Während des Projekts wurden einige Messungen und Szenarien betrachtet, welche der Beantwortung dieser Frage dienen.

Überschreiten der 3%-Regel führte zur Verletzung der EN 50160

Dieser Abschnitt untersucht die Folgen der Integration von Photovoltaikanlagen im Netz C, wobei deutlich mehr PV-Leistung installiert wurde, als gemäss technischer Richtlinien zulässig wäre. Die Menge der über die Regeln hinausgehenden PV-Leistung wird in Abbildung 41 veranschaulicht. Durch die Analyse der gemessenen Kurzschlussleistung (S_k) mittels des NIM1000 und des Berechnungstools der BFH (Tool TRBNr DACHCZ3) wurde die maximal zulässige PV-Leistung am Anschlusspunkt C1V2 ermittelt, um eine Spannungsanhebung von über 3 % zu vermeiden. Die berechnete Leistung betrug 54 kVA.

Während der Messkampagne war eine PV-Leistung am Messpunkt C1V2 angeschlossen ($S_{A, \text{installiert}}$), welche den zulässigen Wert von 54 kVA um 93 % überstieg. Zwei grössere PV-Anlagen wurden auf 60 % ihrer Leistung begrenzt, was zu einer limitierten Leistung ($S_{A, \text{limitiert}}$) führte, die 32 % über den Empfehlungen der technischen Regeln lag. Die Begrenzung von 54 kVA gilt nur als Richtwert für eine einzelne Anlage. Hier wird von der Summe mehrerer Anlagen gesprochen. Dies soll lediglich einen Eindruck vermitteln, weshalb es zu Überspannungen im Netz kommen kann.

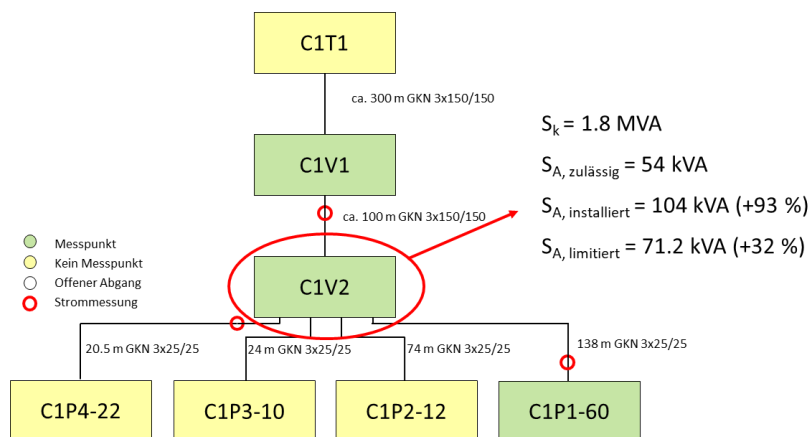


Abbildung 41: Netz C mit Leistungsangaben für den Messpunkt C1V2

Die limitierte Leistung führt gemäss Berechnungstool zu einer Spannungsanhebung von 4 %. Zwischen der Spannung tagsüber und in der Nacht wurden im Sommer Unterschiede von etwa 12 V (5.2 %) registriert. In der Abbildung 62 im Anhang ist die Spannung im Sommer als Boxplot dargestellt. Der Abstand zwischen den Whiskern (5. zu 95. Perzentil) gibt einen guten Eindruck des Unterschieds zwischen Tag und Nacht. Die Anhebung der Spannung kommt nicht nur durch die lokal angeschlossenen Anlagen zustande, sondern durch die Summe aller Anlagen im Netz. Bei Rückspeisung ins Mittelspannungsnetz wird auch dort die Spannung angehoben und der Effekt wirkt über die Grenzen eines Trafokreises hinaus. Durch die Spannungsanhebung bei Tieflast kam es im Netz zu teils kritischen Werten.

Die Limitierung der Einspeiseleistung der grösseren PV-Anlage ist eine Massnahme zur Verhinderung von Überspannungen. In diesem Kapitel geht es insbesondere um die Auswirkungen auf das Netz ohne Massnahmen. Gemäss dem Berechnungstool führt eine Einspeisung der Anlagen mit Nennleistung zu einer Spannungsanhebung von 5.8 %, also 1.8 % (4.1 V) mehr als bei der gemessenen Situation. Am Messpunkt C1V2 würde dies zu Spannungen von bis zu 252 V führen. Der Grenzwert von 253 V würde



am Messpunkt C1P1-60 und bei den nicht gemessenen Kunden (C1P2-12, C1P3-10, C1P4-22) deutlich überschritten.

Neben den knappen Reserven der Überspannung, kam es im Netz C zur Verletzung von Oberschwingungsgrenzwerten. Im Winter wurde der Grenzwert von U_{h3} und im Sommer der Grenzwert von U_{h7} überschritten. Im Kapitel 3 wurden bereits Gründe für die Überschreitung genannt: hohe Ströme auf den entsprechenden Frequenzen, deren Ursache zum Teil ein Austausch von Blindleistung ist. Die zulässigen emittierten OS-Ströme von Geräten rechnen sich auf Basis der Nennleistung. Da im Netz C grosse Anlagen mit limitierter Einspeisung angeschlossen sind, können grössere Ströme emittiert werden.

Im Netz C führte das Zulassen von Anlagen über die Grenzen der technischen Regeln hinaus zu Grenzwertverletzungen. Gemeldete Störungen oder Defekte gab es bisher keine.

Ausreizen der 3%-Regel und Einhalten der EN 50160

Im Netz D wurden während der Messkampagne PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 605 kWp ausgeschaltet. Im Netz D1 wurden 390 kWp und im Netz D2 215 kWp geschaltet. Beide Teilnetze wurden vom VNB gemäss Beurteilung nach technischen Regeln als vollständig ausgebaut betrachtet. Durch das Schalten der PV-Anlagen kann beurteilt werden, welchen Einfluss die PV-Anlagen auf die PQ hat. Dadurch kann auch abgeschätzt werden, wieviel PV-Leistung ohne Massnahmen zugebaut werden könnte. Die Messkampagnen haben in verschiedenen Netzen gezeigt, dass der Betrieb der PV-Anlagen keinen signifikanten Einfluss auf den Langzeitflicker hat. Im Netz D sind alle geschalteten PV-Anlagen dreiphasig, was auch eine Beeinflussung der Spannungsunsymmetrie ausschliesst. Relevant für einen Ausbau über die Grenzen der technischen Regeln hinaus ist daher die Beeinflussung des Spannungsniveaus, der Spannungsüberschwingungen und der Auslastung der Netzelemente.

Bei der Auswertung der Oberschwingungen wurde festgestellt, dass es grosse Unterschiede zwischen den verschiedenen Wechselrichter-Herstellern gibt. Bei drei leistungsstarken Anlagen (85, 104 und 135 kWp) wurden die Oberschwingungsströme bei ein- und ausgeschalteten PV-Anlagen verglichen. In Abbildung 43 ist der Unterschied bei I_{h5} dargestellt. Bei D1P1-85 fliessen bei eingeschalteter Anlage meistens Ströme von etwa 2 A. Im Verlauf des Tages kommt es jedoch zu diversen Ausreissern, welche deutlich höher sind. Zeitgleich traten auch Ausreisser bei I_{h7} auf. Beim Betrachten des Gesamtzeitraumes konnte ein Zusammenhang zwischen den hohen Oberschwingungsströmen und der PV-Anlage ausgeschlossen werden. Die Ausreisser traten auch auf, während die Anlage ausgeschaltet war. Es ist eine Saisonalität zu erkennen: Die Ausreisser treten besonders oft zwischen April und Dezember auf. Der Messpunkt D1P1-85 versorgt einen landwirtschaftlichen Betrieb und die Ausreisser kommen vermutlich durch ein nur kurzzeitig betriebenes Gerät zustande. Abbildung 63 im Anhang zeigt den zeitlichen Verlauf von I_{h5} an dem Messpunkt. Sowohl die Saisonalität als auch der Ausreisser bei ausgeschalteter PV-Anlage sind zu erkennen.

Bei der PV-Anlage am Messpunkt D1P2-104 wurde durch den Betrieb der Anlage ein signifikanter Strom bei I_{h5} emittiert. Der Strom steigt beim Einschalten der Anlage abrupt auf einen Wert von 3 A und steigt dann PV-leistungsabhängig während des Tages. Im Sommer wurden Werte von etwa 9 A pro Phase erreicht. Bei Oberschwingungen anderer Ordnungszahlen konnte ein vergleichbares Verhalten festgestellt werden, jedoch mit deutlich niedrigeren Stromspitzen (I_{h7} zeigte Spitzenwerte von 4 A).

Bei der Anlage am Messpunkt D2P1-135 wurden nur geringe Unterschiede bei ein- und ausgeschalteter Anlage festgestellt. Trotz der Leistung von 135 kWp wurde nur ein THC von 5 A gemessen. Dies entspricht einem Gesamtoberschwingungsgehalt des Stromes (THD_i) von 5.5 %.

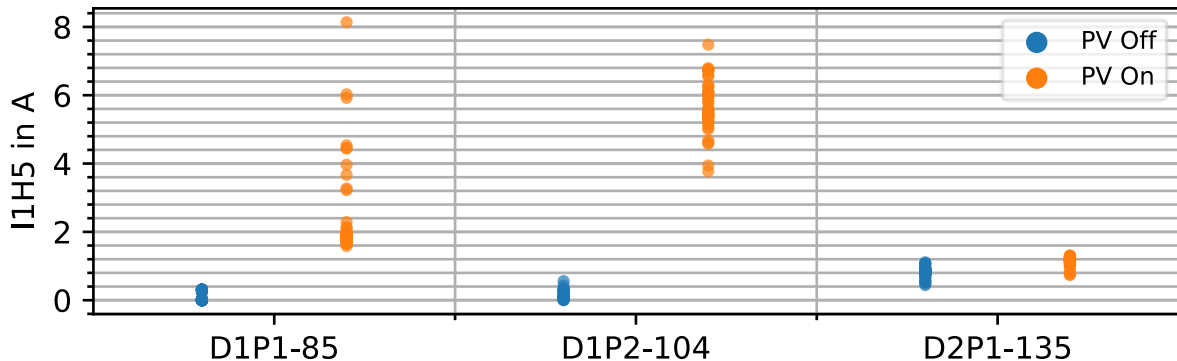


Abbildung 42: Vergleich von I_{H5} bei aus- (26.04.2022, 10:00 bis 18:00) bzw. eingeschalteten (28.04.2022, 10:00 bis 18:00) PV-Anlagen

Durch die Schaltung der PV-Anlagen konnte festgestellt werden, wie sich die Verzerrung der Spannung durch den Betrieb verändert. Der Einfluss unterscheidet sich für jeden Messpunkt und jede Ordnungszahl. Zum Teil wirken die Ströme kompensierend und reduzierten die Pegel, manchmal wurde ein erhöhter Pegel festgestellt. In der Summe wurde der THD_U an jedem Messpunkt durch den Betrieb der PV-Anlagen leicht erhöht. Im Netz herrschte ein mittlerer THD_U von etwa 3 % und durch den Betrieb der Anlagen wurde er durchschnittlich im Trafokreis D1 um 0.32 % und im Trafokreis D2 um 0.16 % erhöht. Diese Werte sind proportional zur geschalteten PV-Leistung sehr ähnlich (D1: 0.8 %/ MW_{PV} , D2: 0.74 %/ MW_{PV}).

Sowohl der höchste Wert der RMS-Spannung als auch der grösste Unterschied zwischen eingeschalteten und ausgeschalteten PV-Anlagen wurden am Messpunkt D1P1-85 festgestellt (Abbildung 43). Durch den Betrieb der PV-Anlagen wird der Spannungswert um etwa 8 V angehoben. Der grösste Teil der Anhebung kommt von der Anlage am Messpunkt D1P1-85. Die Anlage ist über eine Leitung mit einer Länge von 723 m an dem Trafo angeschlossen. Während der Messkampagne wurde ein minimaler Abstand zum Grenzwert von U_{max} von 3.7 V festgestellt. Nach der Messkampagne wurde die Trafostufe heruntergesetzt, sodass nun eine minimale Reserve von 9.7 V vorhanden sein sollte. Die Reserven sind durch die Herabsetzung der Trafostufe höher als die höchste PV-bedingte Spannungsanhebung. Dies bedeutet, dass das Netz bezüglich des Spannungsniveaus noch mindestens so viel PV-Reserven bietet, wie bereits installiert wurden.

Im Kapitel 3 wurde bereits erwähnt, dass die beiden Trafokreise D1 und D2 relativ viel Lastbezug beinhalten und daher die maximale Auslastung durch den Lastbezug im Winter zustande kommt. Da auch in den Sommermonaten eine Grundlast vorhanden ist, kann ein gewisser Teil der produzierten PV-Energie bereits lokal bezogen werden. Die Auslastung der Leitungen im Sommer ist daher niedrig. Da es im Sommer tagsüber bereits zu Rückspeisungen ins Mittelspannungsnetz kommt (negative Wirkleistung an den Trafos) führt die Installation von zusätzlicher PV-Leistung ausschliesslich zur Erhöhung der Auslastungen. Bei einer Verdoppelung der installierten PV-Leitung und ausbleiben der Last im Trafokreis könnte Leitung zwischen D1T1 und D1V1 überlastet werden. Es ist daher empfehlenswert den Ausbau stärker auf den in der Abbildung 43 grün markierten Bereich zu fokussieren. In diesem Bereich gab es noch keine grösseren Anlagen, sodass sowohl die Auslastungs- als auch die Qualitätsreserven gross waren.

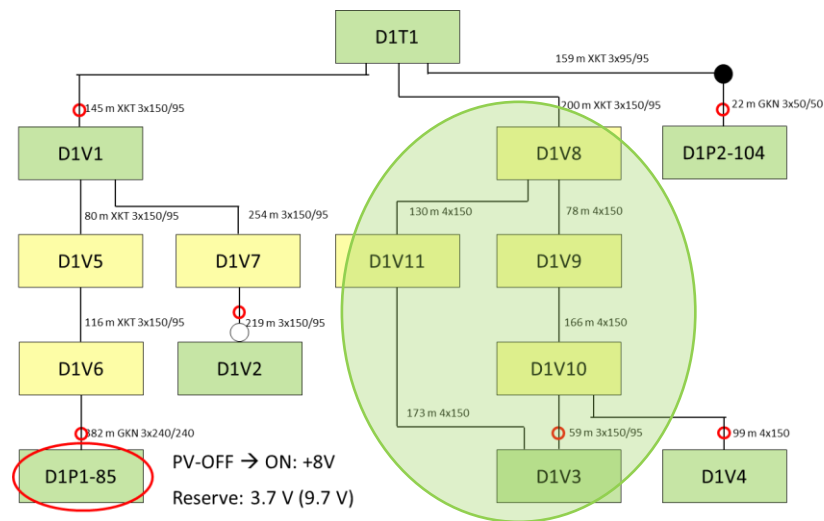


Abbildung 43: Netz D1, Kritischer Punkt für Überspannung, bester Ausbaubereich

Die Messpunkte im Trafokreis D2 zeigten grössere Auslastungs- und PQ-Reserven als die Messpunkte im Trafokreis D1. Daher ist auch dort weiterer Ausbau unbedenklich. Im Netz D wurden neben den Schaltungen der PV-Anlagen auch diverse Schaltungen der Netztopologie durchgeführt. Dabei kam es zur Umverteilung von Last und Erzeugungsanlagen zwischen den beiden Trafokreisen. Vor den Umschaltungen lag die Last im Netz D (D1 und D2 zusammen) bei 550 kW und die Produktion bei 150 kW. Die Last teilte sich 57 zu 43 % und die Produktion 62 zu 38 % zwischen D1 und D2 auf. Durch die Umschaltungen waren im Maximum sowohl 60 % der Last wie auch 60 % der Produktion am Trafokreis D2 angeschlossen. Die Umverteilung von insgesamt 16 % der Gesamtlast und 23 % der Produktion hatte keinen signifikanten Einfluss auf die Spannungsqualität an den Messpunkten. Dies zeigt, dass das Netz noch ausreichend Reserven bezüglich Last und Produktion bietet und dass auch ohne Massnahmen ein Ausbau der PV-Infrastruktur möglich wäre.

Geringe Beeinflussung der PQ durch Netzverstärkung

Das Netz E1 wurde verstärkt, da es gemäss der Auslegung der technischen Regeln an seine Grenzen bezüglich des Ausbaus stiess. Es wird damit gerechnet, dass in den nächsten Jahren im Trafokreis viel Ausbau bezüglich PV und Ladestationen stattfindet. Mittels Schaltungen konnte die Netzverstärkung rückgängig gemacht werden und die Situation ohne den Ausbau beurteilt werden. In Abbildung 44 sind die beiden Situationen abgebildet. Gemäss des Tools TRBNr DACHCZ3 der BFH könnte am Messpunkt E1V1 ohne den Ausbau eine PV-Anlage mit einer Leistung von 85 kWp und mit dem Ausbau eine PV-Anlage mit einer Leistung von 157 kWp installiert werden, ohne eine Spannungsanhebung von 3 % zu überschreiten. Die Parallelleitung vergrössert daher das Ausbaupotenzial im Trafokreis und reduziert die Rückwirkungen bestehender Anlagen. Durch die PQ-Messung konnte gezeigt werden, welchen Einfluss der Ausbau auf die Rückwirkungen bestehender Anlagen hat.

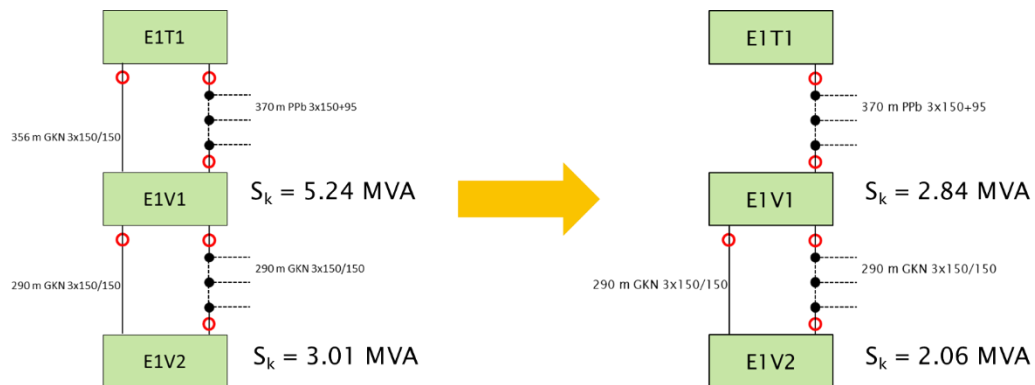


Abbildung 44: Netz E1 mit Kurzschlussleistungen, links ausgebaut, rechts nicht ausgebaut

In Abbildung 45 werden die Qualitätsreserven am Messpunkt E1V1 visualisiert. Dargestellt sind drei Wochen vor und drei Wochen nach der Umschaltung. Ein Unterschied war insbesondere bei der Maximalspannung zu erkennen. Diese war im ausgebauten Zustand etwa 3 V niedriger. Bei den restlichen Parametern war der Einfluss der Schaltung nicht sehr ausgeprägt. Bei den Oberschwingungen war ein Einfluss bei U_{h3} und U_{h9} zu sehen. Da diese Oberschwingungen nullsystembildend sind, führt ein Strom auf dieser Frequenz zu stärkeren Rückwirkungen. Der Einfluss der Schaltung auf die Oberschwingungen ist klein, da sich die Pegel an der TS (E1T1) und der VK (E1V1) kaum unterscheiden. Die Pegel werden bereits stark durch das Mittelspannungsnetz geprägt. Je nach Winkel der Oberschwingungsströme können diese, je nach Impedanzwinkel, nur zu einer Winkeländerung des Spannungspegels führen. Die Amplitude der Spannung bleibt dabei beinahe unverändert. Dieses Verhalten wurde bei den Messungen bei manchen Oberschwingungen festgestellt.

	U_{max}	U_{min}	P_{it}	K_{u2}	THD_u	U_{h3}	U_{h5}	U_{h7}	U_{h9}	U_{h11}	U_{h13}	U_{h15}	U_{h17}	U_{h19}	U_{h21}	U_{h23}	U_{h25}
KW 20	0.63	0.93	0.71	0.73	0.57	0.79	0.65	0.45	0.61	0.78	0.82	0.64	0.81	0.92	0.90	0.94	0.97
KW 21	0.63	1.00	0.68	0.72	0.52	0.81	0.58	0.42	0.59	0.78	0.84	0.65	0.78	0.93	0.89	0.95	0.96
KW 22	0.65	1.00	0.73	0.73	0.54	0.81	0.58	0.43	0.59	0.78	0.83	0.65	0.78	0.94	0.90	0.95	0.97
KW 23	0.51	0.93	0.65	0.69	0.48	0.69	0.58	0.41	0.54	0.75	0.84	0.67	0.79	0.95	0.89	0.95	0.97
KW 24	0.49	0.93	0.67	0.68	0.49	0.69	0.56	0.41	0.50	0.74	0.83	0.67	0.79	0.95	0.88	0.95	0.97
KW 25	0.53	0.92	0.64	0.71	0.48	0.68	0.59	0.38	0.51	0.74	0.82	0.68	0.79	0.95	0.88	0.95	0.97

Abbildung 45: Qualitätsreserven am Messpunkt E1V1 mit und ohne Netzausbau

Auch bei der weiter entfernten VK (E1V2) waren ohne den Ausbau ausreichend Reserven vorhanden. An E1V2 wurde die niedrigste Reserve ebenfalls bei U_{h7} festgestellt und sie betrug 34 %.

Die Auslastung der Leitung zwischen E1T1 und E1V1 zeigte auch im umgeschalteten Zustand keine Auslastungen über 56 %.

Die Umschaltung zeigte, dass auch ohne die Netzverstärkung ein PV-Ausbau möglich gewesen wäre, ohne eine Verletzung der Norm zu riskieren. Mit dem Ausbau kann jedoch deutlich stärker ausgebaut werden.

Im Netz E2 wurden Messungen durchgeführt, um den Einfluss von Ladeinfrastruktur zu beurteilen. Die Ladeinfrastruktur wurde während der Messkampagne nur selten genutzt. Dies führte zu einer geringen Gleichzeitigkeit, weshalb die Rückwirkungen nicht akkurat beurteilt werden können.



führen zu Verletzungen der Grenzwerte der OS-Spannungen. Die Summe der eingespeisten PV-Leistung führt zu einer zu hohen Spannung an den Anschlusspunkten. Anpassung der Trafostufe und Blindleistungsregelung können die Situation verbessern, jedoch ist ein Verhindern von Überspannungen, ohne eine Netzverstärkung, nur durch die Abregelung der Wirkleistung möglich.

Die Messungen im Netz D haben gezeigt, dass noch ein deutlicher Ausbau der PV-Infrastruktur möglich wäre, ohne Grenzwerte zu verletzen. Durch die Schaltung der PV-Anlagen wurde verdeutlicht, dass in diesem Netz die Anlagen hauptsächlich das Niveau der Spannung, nicht aber die restlichen PQ-Parameter, beeinflussen. Die Umschaltungen der Netztopologie haben gezeigt, dass eine höhere Last und eine höhere Einspeiseleistung im Netz zu keinen PQ-Problemen führt. Dies stützt die Aussage, dass weiterer Ausbau ohne Massnahmen in diesem Netz möglich wäre.

Durch die Messungen und Umschaltungen im Netz E wurde deutlich, welches Potenzial eine Netzverstärkung bietet und was ohne eine Netzverstärkung möglich ist. Im Netz wäre ein Zubau von PV-Anlagen ohne Massnahmen möglich gewesen, da jedoch auch mit einer raschen Zunahme an Ladeinfrastruktur gerechnet wurde, ist das Netz mit der Verstärkung nun auch dafür ausgelegt. Die Beeinflussung der Oberschwingungspegel durch die während der Messkampagne betriebenen Anlagen war gering. Pegel wurden hauptsächlich durch das vorgelagerte Netz bestimmt.

Im Netz B wurde der Pegel von U_{h7} durch eine einzelne PV-Anlage stark beeinflusst. Die Reserven waren dennoch ausreichend, sodass ein Zubau von PV-Anlagen ohne Massnahmen möglich wäre. Der limitierende Faktor im Trafokreis B1 ist dabei die Trafogrösse von 250 kVA. Im Trafokreis waren bereits 200 kWp PV-Leistung installiert, sodass nur noch wenig Zubau von Anlagen möglich wäre. Der Trafokreis B2 bietet aufgrund seiner geringen Auslastung und den deutlichen PQ-Reserven hingegen viel Potenzial für einen Zubau ohne zusätzliche Massnahmen.



4.3 Netzausbau im Vergleich mit den anderen Massnahmen

Während des Projekts konnten verschiedene Massnahmen zur Verbesserung der PQ- oder Auslastungsreserven untersucht und deren Wirkung verglichen werden. In diesem Kapitel sollen die Massnahmen bezüglich ihrer Wirkung und ihrem Anwendungsbereich verglichen werden. Die folgenden Massnahmen konnten bewertet werden:

- Anpassung der Trafostufe
- PV-Regelung
- Messen und Regeln
- Netzverstärkung

Eine Anpassung der Trafostufe kann vorgenommen werden, wenn es zu starken PV-bedingten Spannungserhöhungen kommt. Für jede Stufe wird die Spannung am Ausgang des Trafos um etwa 6 V gesenkt. Diese Massnahme ist nur möglich, wenn auch bei Höchstlast und Produktionstief im Netz ausreichend Reserven für den Wert der Minimalspannung vorhanden sind. Durch die Massnahme kann die Reserve der Maximalspannung erhöht werden. Dadurch können zusätzliche PV-Anlagen zugelassen werden, ohne den Grenzwert der Spannung zu verletzen.

Es gibt viele verschiedene Arten von PV-Regelungen zur Spannungshaltung. Im Netz C wurden verschiedene Regelstrategien verfolgt. Deren Einfluss kann beurteilt und verglichen werden. Zudem wurde auf Basis der Messung der Einfluss weiterer Regelmöglichkeiten berechnet. Ein grosser Vorteil ist, dass PV-Regelung meist ohne zusätzliche Infrastruktur möglich und direkt am Wechselrichter einstellbar ist. Daher erfolgt die Implementierung der Massnahme genau dort, wo sie benötigt wird, und belastet nicht die Netznutzungskosten und somit nicht alle Kunden. Daher ist die Implementierung kostengünstig. Je nach Art der Regelung entstehen jedoch Kosten in Form von Produktionsverlusten oder zusätzlichen Netzverlusten.

Während des Projekts wurde klar, dass oftmals auch in Netzen mit hohem PV-Ausbau mehr Einspeisung zugelassen werden kann, ohne die Norm zu verletzen. An kritischen Anschlusspunkten kann anstelle einer Netzverstärkung eine Messung mehr Transparenz sowie Sicherheit und eine allfällige Regelung von Anlagen Abhilfe schaffen. An PV-Anlagen wird eine Regelung eingestellt, welche bei kritischen Werten reagiert und eine Verletzung der Norm verhindern soll. Zusätzlich wird ein Messgerät fest installiert, mit dem die einwandfreie Funktion der Regelung kontinuierlich überprüft und die Entwicklung des Spannungsverlaufs in Zukunft erfasst werden kann. Zudem kann aufgrund der Messung beurteilt werden, ob und wie oft eine Situation auftritt, in der die Regelung aktiv wird. Bei weiterem PV-Ausbau im selben Niederspannungsnetz und bei regelmässigem Auftreten kritischer Situationen hat der VNB schliesslich die Kontrolle und auch die Möglichkeit zu reagieren, um beispielsweise das Netz zu einem späteren Zeitpunkt zu verstärken.

Die Verstärkung des Netzes ist eine Möglichkeit die Reserven im Netz zu verbessern und das Ausbaupotenzial zu erhöhen. Eine Netzverstärkung bringt viele Vorteile mit sich, ist jedoch oftmals mit hohen Kosten verbunden. Dies ist der Grund, weshalb man eine Netzverstärkung zum Teil verhindern oder hinauszögern möchte.

Die Tabelle 3 zeigt, welche Parameter durch die jeweiligen Massnahmen beeinflusst werden können. Ausser bei der Netzverstärkung wird nur der Pegel der RMS-Spannung verändert. Bei «Messen und Regeln» sind die restlichen Parameter in Klammern. Diese können zwar durch die Steuerung nicht aktiv beeinflusst werden, durch die Messung wird jedoch registriert, wenn Probleme auftreten. Dadurch können schliesslich alternative Massnahmen zur Verbesserung der Parameter ergriffen werden. Dies kann neben einer Netzverstärkung zum Beispiel eine Filterung bei zu hohen Oberschwingungsströmen oder eine gleichmässige Verteilung der Anlagen und Geräte auf die einzelnen Phasenleiter bedeuten.



	Trafostufe	PV-Regelung	Messen und Regeln	Netzverstärkung
U_{RMS}	x	x	x	x
P_{It}			(x)	x
k_{u2}			(x)	x
U_h			(x)	x

Tabelle 3: Durch die Massnahmen beeinflusste PQ-Parameter

Anpassung der Trafostufe

Aufgrund der Messungen im Netz D entschied sich der VNB, die Trafostufe in einem Trafokreis herunterzusetzen. Diese Entscheidung wurde getroffen, da an einem Messpunkt aufgrund der Spannungsanhebung einer PV-Anlage Spannungen nahe dem Grenzwert auftraten. In Abbildung 47 ist zu erkennen, dass am Messpunkt D1P1-85 Spannungen bis zu 247 V gemessen wurden. Dies entspricht einem Abstand von 6 V zum oberen Spannungsgrenzwert. Der Messpunkt befindet sich an der VK, an welcher die Anlage angeschlossen ist. Die Spannung direkt bei den Wechselrichtern wurde nicht gemessen, lag jedoch über diesem Wert. Bei einer zu hohen Spannung an den Wechselrichtern können diese abschalten, um Überspannungen zu verhindern. Durch das Heruntersetzen der Trafostufe wurde der Abstand zum Grenzwert erhöht und das mögliche Abschalten der Wechselrichter verhindert.

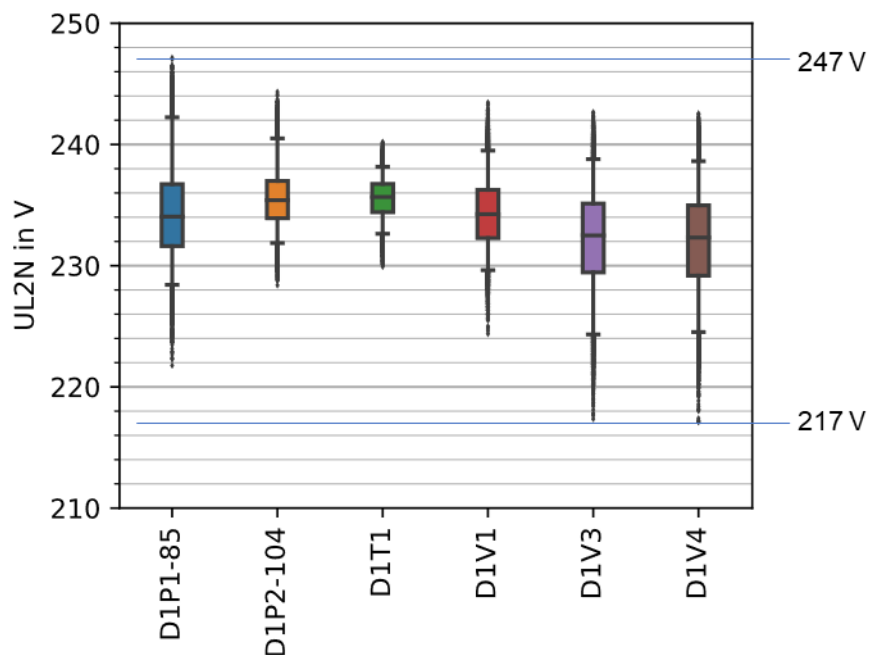


Abbildung 47: Boxplot der Spannung im Netz D1, erstes Halbjahr 2022

An den VK mit der niedrigsten Spannung wurde ein minimaler Wert von 217 V gemessen. Dies entspricht einem Abstand von 21.5 V zum Grenzwert. Der minimale Abstand zum Grenzwert nach der Anpassung müsste immer noch 15 V betragen. Ein solch hoher Spannungsabfall entstünde, wenn ein GKN 3x25/25 mit einer Länge von 150 m maximal belastet (115 A) würde. Da im Trafokreis weder solch lange Anschlussleitungen vorhanden sind noch eine solche Auslastung der Anschlussleitungen vorkommt, ist keine Unterschreitung des Grenzwertes zu erwarten.



Im Netz C wurden Spannungen gemessen, die nur 0.5 V unter dem Grenzwert der Überspannung lagen. Da noch weitere PV-Anlagen im Trafokreis zugebaut wurden, wurde auch im Netz C die Trafostufe herabgesetzt. An den gemessenen Punkten lag die niedrigste Spannung im Winter vor der Anpassung der Trafostufe bei 214 V. Dies entspricht einem Abstand zum Grenzwert (195.5 V) von 18.5 V. Da im Trafokreis nur ein spezifischer Strang gemessen wurde, kann aufgrund der Messung nicht ausgeschlossen werden, dass es an anderen Anschlusspunkten zu Unterspannungen kommen kann. Dies müsste durch den VNB eruiert werden. Da es jedoch durch weitere PV-Anlagen zur Verletzung des oberen Spannungsgrenzwertes käme, waren zwingend Massnahmen nötig. Abbildung 48 zeigt die Spannung UL2, die Phase mit den höchsten Werten, an den Messpunkten. Dargestellt wird der Juli 2022 vor der Anpassung der Trafostufe und der Juli 2023 nach der Anpassung der Trafostufe. Bei den Minimalwerten und dem Median ist die Veränderung um 6 V deutlich zu erkennen. Bei den Maximalwerten beträgt der Unterschied nur etwa 3 V, da die neu zugebauten PV-Anlagen die Spannung weiter anheben und weil zum Teil PV-Regelungen falsch eingestellt wurden und die Spannung zusätzlich anhoben. Die falsche Einstellung wird im nächsten Abschnitt thematisiert.

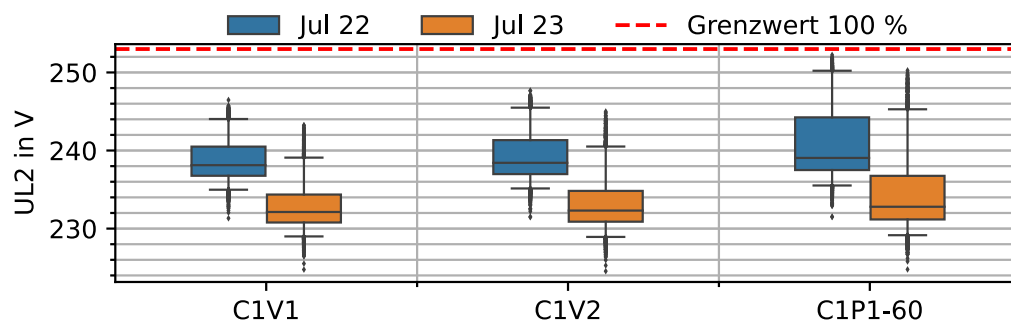


Abbildung 48: UL2 im Netz C, vor und nach Anpassung der Trafostufe

Durch die Anpassung der Trafostufe konnte die unmittelbar bevorstehende Grenzwertverletzung verhindert werden.

PV-Regelung

Im Netz C wurde die Leistung von zwei Anlagen auf 60 % ihrer Nennleistung begrenzt, um Überspannungen zu verhindern. Um den durch diese Massnahme reduzierten Ertrag zu minimieren, sollten spannungsabhängige PV-Regelungsverfahren eingesetzt werden. So könnten die Anlagen, wenn die Spannung ausreichend Reserven aufweist, mehr als 60 % ihrer Nennleistung einspeisen. Zudem sollte die PV-Regelung die Reserven bezüglich Überspannung weiter vergrössern.

In Abbildung 49 ist das Netzschema von Netz C dargestellt. Die relevanten Anlagen für die PV-Regelung wurden rot markiert. Während der Messkampagne wurde die Anlage am Punkt C1P4-22 ausgebaut, die Nennleistung beträgt 44 kVA. Die Anlage am Messpunkt C1P1-60 hat eine Nennleistung von 63 kVA. Die Einspeiseleistung beider Anlagen wurde auf 60 % ihrer Nennleistung reduziert.

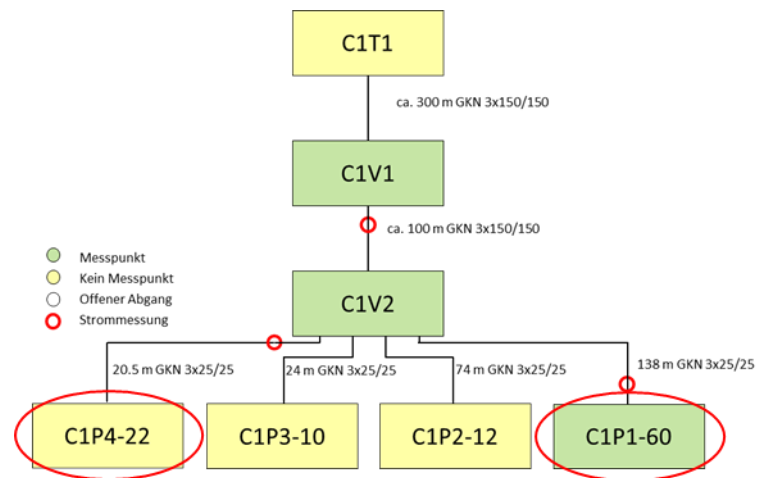


Abbildung 49: Schema Netz C, rot markiert: PV-Anlagen mit Regelung

Die angewandte Regelung bei den beiden Anlagen war eine $\cos\phi(P)$ -Regelung. Ihr Prinzip besteht darin, dass während des Betriebs der Anlagen Blindleistung bezogen wird (induktiv), um die Spannung am Anschlusspunkt zu senken. Steigt die Wirkleistung über den Wert von 85 % der Anlagenleistung, wird über den $\cos\phi$ das Verhältnis von Wirk- zu Blindleistung weiter angepasst, um den spannungssenkenden Effekt der Blindleistung zu verstärken. In Abbildung 50 ist das Prinzip der Regelung dargestellt. Da die Einspeiseleistung beider Anlagen während der Messkampagne auf 60 % der Nennleistung reduziert war, wurde jedoch der Bereich des variablen $\cos\phi$ nie erreicht, sodass die Regelung sich wie eine Regelung mit konstantem $\cos\phi$ verhielt.

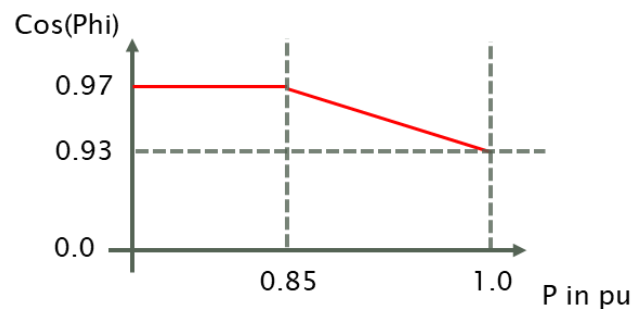


Abbildung 50: Prinzip der PV-Regelung

Bei der Auswertung der Messdaten wurde festgestellt, dass kein positiver Effekt durch die PV-Regelung gemessen werden konnte. Der Grund dafür lag in der fehlerhaften Parametrierung der Regelung bei der Anlage am Messpunkt C1P1-60. Anstatt Blindleistungsbezug (induktiv, Spannungssenkend) wurde bei dieser Anlage Blindleistung eingespeist (kapazitiv), wodurch die Spannung zusätzlich erhöht wurde. Während der Messkampagne wurde die Parametrierung nicht angepasst, sodass die korrekte Regelung nicht gemessen wurde. Auf Basis der Menge an kapazitiver Blindleistung und der bekannten Reaktanz bis und mit dem Trafo kann der theoretische Einfluss auf die Spannung jedoch berechnet werden. In Abbildung 51 ist der zeitliche Verlauf der Blindleistung und der Spannung, beides für die Phase L2, am Messpunkt C1P1-60 dargestellt. Neben den gemessenen Werten wurde berechnet, welche Änderung in der Spannung durch die korrekte Parametrierung der Anlage möglich wäre. An dem dargestellten Tag lag die gerechnete Spannung etwa 2 V unter der gemessenen. Durch die falsche Parametrierung wurde die Spannung am Messpunkt also etwa um 1 V angehoben, während die richtige Einstellung die Spannung um etwa 1 V senken würde.

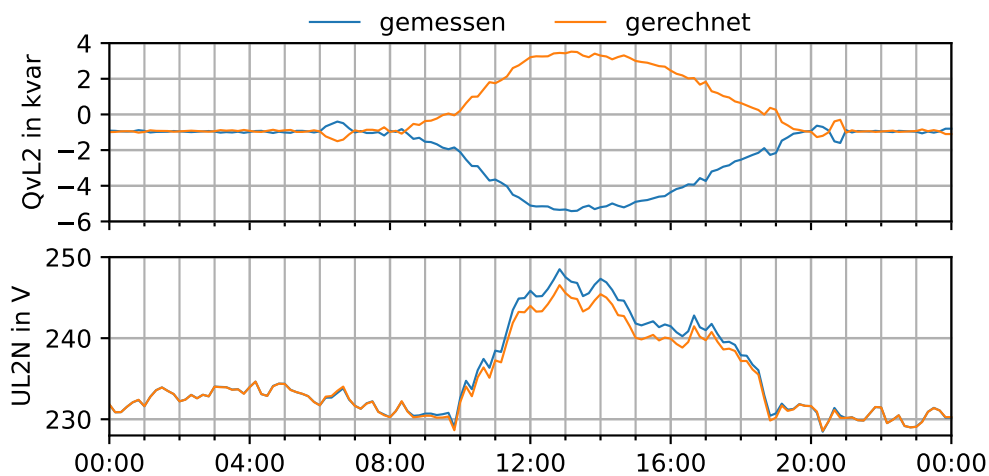


Abbildung 51: Verlauf der Blindleistung und Spannung, Phase L2, am Messpunkt C1P1-60, 28.06.2023

Eine Regelung der Blindleistung eröffnet folglich zusätzliches Potenzial, die Spannung an den Anschlusspunkten in diesem Netz zu senken. Aufgrund der beträchtlichen installierten PV-Leistung reicht die alleinige Blindleistungsregelung nicht aus, um die Anlagen mit ihrer Nennleistung zu betreiben. Durch die Implementierung einer kombinierten Regelung von Wirk- und Blindleistung könnte die eingespeiste PV-Energie bei gegebener Netzinfrastruktur maximiert werden. Es ist jedoch zu beachten, dass für die vollständige Ausschöpfung der installierten PV-Leistung eine Erweiterung des Netzes erforderlich wäre.

Durch die Erkenntnisse aus dem Projekt QuVert hat der Verteilnetzbetreiber des Netzes B entschieden, die Reserven im Netz stärker zu beanspruchen und seltener einen Netzausbau zu fordern. Wenn früher eine PV-Anlage beurteilt wurde und diese gemäss Simulation zu mehr als 3 % Spannungsanhebung führte, wurde eine Verstärkung der Anschlussleitung gefordert. Neu soll bei einer Anhebung zwischen 3 und 5 % eine weiterführende Beurteilung unter Berücksichtigung folgender Punkte durchgeführt werden:

- Welche Leitungsabschnitte sind massgeblich für die Spannungsanhebung verantwortlich? Ist es die Anschlussleitung des Kunden oder die Netzinfrastruktur des Verteilnetzbetreibers?
- Wie hoch ist die zu erwartende Grundlast der Anlage, respektive der umliegenden Gebäude?
- Wie gross ist das Ausbaupotenzial in der Umgebung?
- Beeinflusst die Anlage insbesondere die Spannung am eigenen Anschlusspunkt oder auch markant andere umliegende Kundenanschlüsse?
- Welche geplanten Massnahmen (Netzverstärkung/-ausbau oder topologische Anpassungen) werden im betroffenen Trafokreis sonst noch umgesetzt, geplant oder angedacht?

Gibt es auf Grund dieser Gegebenheiten eine Möglichkeit, auf einen Ausbau zu verzichten, wird dem Kunden eine Leistungsbegrenzung in Abhängigkeit der Spannung (P(U)) vorgeschlagen, und zwar mit folgenden Basisvorgaben, die je nach Topologie oder Situation angepasst werden können:

- Ab einer Spannung von +8 % gegenüber der Nennspannung hat die PV-Anlage die Leistung zu begrenzen, bei +10 % muss die PV-Anlage die Einspeiseleistung auf 0 W reduzieren.
- Zusätzlich wird ein Messgerät des VNB (PQ-Messung) installiert, um die Spannung und die Leistungsflüsse am Anschlusspunkt zu überwachen.
- Bei der Inbetriebnahme wird die Anlage durch den VNB abgenommen.

Bei Spannungsanhebungen über 5 % wird weiterhin eine Netzverstärkung gefordert.



Die P(U)-Regelung der PV-Anlagen dient der Verhinderung von Überspannungen und soll die Ausbaukosten minimieren. Grundsätzlich geht man davon aus, dass diese Regelung nur selten oder in speziellen Netzsituationen aktiv wird. Die installierte PQ-Messung wird einerseits genutzt, um die Funktionalität der Regelung zu überprüfen, andererseits ermöglicht sie die Überwachung der Häufigkeit der Regelung und gibt langfristig die Information, wie sich die Spannung in diesem Niederspannungsnetz entwickelt. Wenn sich herausstellt, dass die Regelung zu häufig eingreift, sind weiterführende Massnahmen wie eine Netzverstärkung entsprechend frühzeitig planbar.

In dem in Abbildung 52 dargestellten Netz soll eine PV-Anlage mit einer Leistung von 50 kWp angeschlossen werden. Die simulierten Daten zeigen, dass die verursachte Spannungsanhebung 4 % beträgt. Nach einer umfassenden Bewertung wurde festgestellt, dass aufgrund des abgelegenen Standortes der Anlage kaum weiteres Potenzial für den Ausbau von PV-Anlagen vorhanden ist, und somit keine Erwartung besteht, dass weitere Anlagen hinzukommen werden. Aus diesem Grund wurde die Entscheidung getroffen, die Anlage unter den oben genannten Bedingungen zuzulassen, wobei die P(U)-Regelung implementiert wird und ein Messgerät installiert wird.

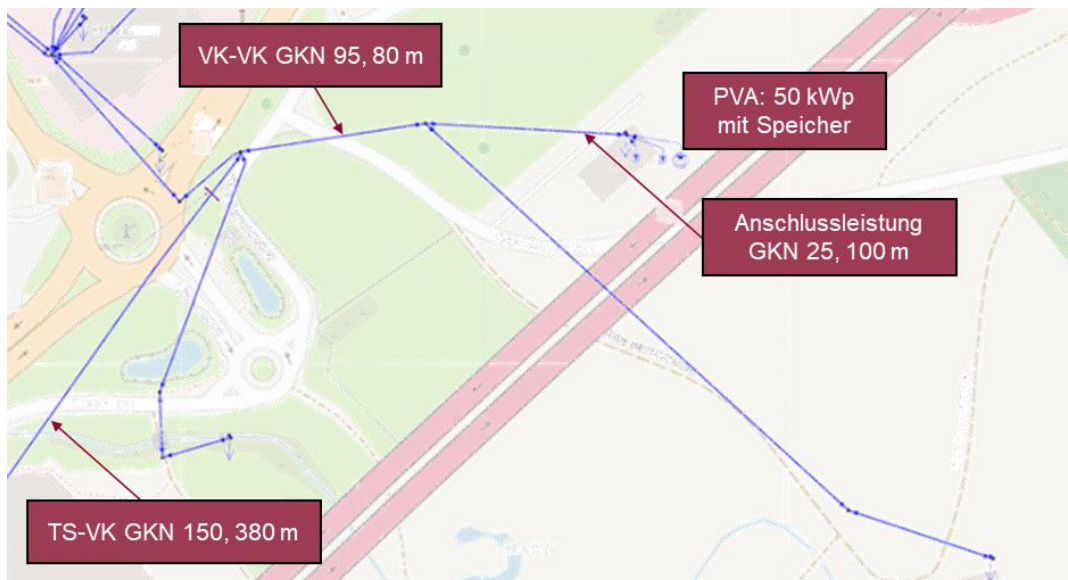


Abbildung 52: Pilotanlage für die Umsetzung von «Messen und Regeln»

Das vorgestellte Prinzip «Messen und Regeln» verdeutlicht, dass eine PV-Regelung nicht nur zur aktiven Bewältigung bestehender PQ-Probleme eingesetzt werden kann, sondern auch dazu dient, Sicherheit zu bieten und die Entstehung zukünftiger PQ-Probleme zu verhindern. Eine eingehendere Erklärung dieses Prinzips erfolgt im Kapitel 6.6.

Netzverstärkung

Die Auswirkungen einer Netzverstärkung im Netz E wurden durch Messungen und Schaltungen umfassend analysiert, wie in Kapitel 4.2 beschrieben. Die gemessenen Veränderungen aufgrund des Netzbbaus wurden erläutert, wobei festgestellt wurde, dass aufgrund der geringen lokalen Rückwirkungen der Anlagen die Effekte der Netzverstärkung vergleichsweise gering ausfielen.

Generell bewirkt eine Netzverstärkung und die damit einhergehende Erhöhung der Kurzschlussleistung an den Anschlusspunkten eine Reduktion der lokal verursachten Rückwirkungen in Bezug auf sämtliche PQ-Parameter. Dies stellt einen bedeutenden Vorteil der Netzverstärkung im Vergleich zu anderen diskutierten Massnahmen dar. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass bei einer Netzverstärkung kein Ri-



siko besteht, dass ein PQ-Problem verlagert wird, wie es bei einer Anpassung der Trafostufe (von Über-
spannung an einem Anschlusspunkt zu Unterspannung an einem anderen) oder einer Verschlechterung
der Situation durch Fehleinstellungen, wie bei einer PV-Regelung, auftreten kann.

Erkenntnisse

Welche Massnahme eingesetzt wird, ist abhängig von der Situation im Netz. Im beschriebenen Fall im
Netz D war die Anpassung der Trafostufe aufgrund der folgenden Punkte möglich und aufgrund der
Kosten und des geringen Aufwandes einer Netzverstärkung überlegen:

- Hohes Spannungsniveau im gesamten Trafokreis, kein Risiko für Unterspannungen
- Moderate Leitungsauslastungen, kein lastbedingter Ausbaubedarf

Die Anpassung der Trafostufe und die Implementierung der PV-Regelung im Netz C sind aus folgendem
Grund einem Netzausbau unterlegen:

- Grenzwertverletzungen bei Spannungsoberschwingungen

Da jedoch auch im Netz C die Auslastung der Elemente unproblematisch ist, wären auch andere Mas-
snahmen als eine Netzverstärkung denkbar. Die Ursache für die hohen Oberschwingungsströme könnte
eruiert und durch neue Parametrierung oder Austausch von Geräten verringert werden. Andernfalls
könnten Oberschwingungsströme an sinnvollen Punkten im Netz mittels Aktivfilter ausgelöscht und so-
mit Netzurückwirkungen reduziert werden.

Die Massnahme «Messen und Regeln» bietet in folgenden Fällen Vorteile gegenüber einem Ausbau
des Netzes:

- Keine Verletzung von Grenzwerten sondern Überschreitung von Planungsgrundsätzen
- Optimale Ausnutzung der bestehenden Netzinfrastruktur



4.4 Betriebswirtschaftlicher Vergleich der Massnahmen

Während verschiedene technische Massnahmen das gleiche Ziel verfolgen, unterscheiden sie sich erheblich in ökonomischer Hinsicht. Eine Netzverstärkung reduziert nicht nur die auftretenden Netzzurückwirkungen, sondern bietet auch zusätzliches Ausbaupotenzial. Die Kosten für eine Netzverstärkung sind jedoch beträchtlich und belasten je nach Leitungsabschnitt den Anlagenbetreiber oder die Gesamtheit der Netznutzungskunden, weshalb es sinnvoll ist, wenn möglich auf alternative Massnahmen zurückzugreifen. Die Kosten der im Kapitel 4.3 vorgestellten Massnahmen werden in diesem Abschnitt detailliert aufgeschlüsselt. Anhand von drei Beispielen wird der Netzausbau durch die Massnahme «Messen und Regeln» verglichen. Des Weiteren wird erörtert, welche Beeinträchtigungen durch das Abregeln von PV-Anlagen entstehen und ob die Integration zusätzlicher Speicher als sinnvolle Alternative in Betracht gezogen werden kann.

Netzausbau und «Messen und Regeln»

Der Netzbetreiber des Netzes B hat die Massnahme «Messen und Regeln» bisher bei drei neuen PV-Anlagen vorgesehen und die Kosten dafür einem Netzausbau gegenübergestellt. Da sich die Netzausbaukosten zur Mehrheit auf die Anschlussleitungen der Kunden beziehen, sind diese von den Anlagenbetreibern zu übernehmen. Somit sind die Kosten für die Massnahmen «Messen und Regeln» auch durch die jeweiligen Kunden zu tragen. Die Kostenschätzung für die Massnahme «Messen und Regeln» beläuft sich auf 3'000 CHF und schlüsselt sich wie folgt auf:

- Messgerät: CHF 1'000
- Stromwandler und Sicherungen: CHF 1'000
- Installation und Arbeiten an der Verteilung: CHF 1'000

Demgegenüber stehen die Kosten für den Netzausbau. Die Kosten für die 3 Anlagen werden in der Folge aufgeschlüsselt.

Beim im Kapitel 4.3 gezeigten Beispiel entsteht der Grossteil der Spannungsanhebung über der Anschlussleistung. Der Netzausbau umfasst in diesem Fall den Austausch dieser Leitung. Die geschätzten Kosten belaufen sich auf 13'000 CHF:

- Anschlusskabel GKN 3x1x95/95, 100 m: CHF 4'500
- Demontage, Montage und Anschluss: CHF 8'200
- Planung und Organisation: CHF 300

Eine zweite geplante PV-Anlage mit einer Leistung von 84 kWp führt gemäss Simulation zu einer Spannungsanhebung von 5 %. Die Anhebung entsteht zu 50 % über der Anschlussleitung und zu 50 % über der Leitung zwischen der TS und der ersten VK im Strang. Daher wären alle Kunden im Strang von der Spannungsanhebung der Anlage betroffen und es müsste sowohl die Anschlussleitung als auch die Leitung zum Trafo verstärkt werden. Die dafür geschätzten Kosten betragen CHF 57'500 und teilen sich wie folgt auf:

- Anschlusskabel GKN 3x1x95/95, 100 m: CHF 4'500
- Demontage, Montage und Anschluss des Anschlusskabels: CHF 8'200
- Kabel GKN 3x240/240, 300 m: CHF 30'900
- Demontage, Montage und Anschluss der Verbindungsleitung: CHF 10'400
- Planung und Organisation: CHF 3'500

Es ist unklar, ob zusätzliche Tiefbauarbeiten notwendig wären.



Das dritte und letzte Beispiel zu «Messen und Regeln» ist eine 140 kWp PV-Anlage, welche gemäss Simulation einen Anstieg von 3.4 % verursacht. Die Anlage ist über eine 240 m lange Leitung mit der TS verbunden. Um den Anstieg zu reduzieren, müsste diese Leitung ersetzt werden, wodurch Kosten von 43'550 entstünden:

- Anschlusskabel GKN 3x240/240, 265 m: CHF 29'150
- Demontage, Montage und Anschluss des Anschlusskabels: CHF 10'200
- Planung und Organisation: CHF 4'200

Zusätzlich wäre eine Erweiterung der Hausanschlusskastens nötig. Die genauen Kosten sind nicht abschätzbar.

In Tabelle 4 sind die Unterschiede der Kosten für die Anlagen aufgelistet. Für die drei genannten Beispiele konnten durch die Massnahme «Messen und Regeln» Kosten von CHF 105'050 eingespart werden.

	Netzausbau		Messen und Regeln	Einsparung
	zulasten Kunde	zulasten VNB		
Anlage 1	CHF 13'000	-	CHF 3'000	CHF 10'000
Anlage 2	CHF 14'200	CHF 43'300	CHF 3'000	CHF 54'500
Anlage 3	CHF 43'550	-	CHF 3'000	CHF 40'550
Summe	CHF 70'750	CHF 43'300	CHF 9'000	CHF 105'050

Tabelle 4: Übersicht der Kosten für Netzausbau oder «Messen und Regeln»

Da die Massnahme im Sinne des sicheren Netzbetriebs eingesetzt wird und eine Reduktion der Investitionskosten des Endkunden erfolgt, ist grundsätzlich nicht geplant, die abgeregelte Energie zu vergüten. Zudem hat der Kunde die Wahl, auf die Massnahme zu verzichten und den Netzausbau anzufordern oder die Anlage entsprechend kleiner zu dimensionieren. Es ist nicht damit zu rechnen, dass die Anlagen häufig ihre Einspeiseleistung begrenzen müssen. Es sollte zu keinen relevanten Einspeiseausfällen kommen.

Abregelung der Wirkleistung

Da die Häufigkeit von überhöhten Spannungen nicht genau bekannt ist, kann der durch eine P(U)-Regelung verursachte Produktionsausfall nicht präzise quantifiziert werden. Im Anschluss wird verdeutlicht, welche Produktionsverluste bei einer dauerhaften Beschränkung der Anlagenleistung entstehen. In Abbildung 53 sind die jährlichen Energieverluste bei verschiedenen Ausrichtungen und Abriegelungsgraden dargestellt. Eine Leistungsbeschränkung auf 80 % ist nur bei südlich ausgerichteten Anlagen relevant (2 % Verluste). Für alle anderen Ausrichtungen liegen die Verluste weiterhin unter 1 %. Bei einer Begrenzung der Wirkleistung auf 60 % ergeben sich Verluste von 12 % für nach Süden ausgerichtete Anlagen. Für Ost-West-Anlagen belaufen sich die Verluste auf etwa 2 %. Durch eine intelligente Steuerung des Eigenverbrauchs können selbst bei südlich ausgerichteten Anlagen die Verluste minimiert werden.

Die durch die Begrenzung der Wirkleistung entstehenden Kosten steigen mit der Betriebsdauer der Anlage. Aufgrund der geringen jährlichen Verluste, die durch eine intelligente Eigenverbrauchssteuerung weiter reduziert werden können, stellt dies jedoch eine äusserst kostengünstige Option zur Vermeidung von Überspannungen dar. Bei der Anlagenplanung wird der Wechselrichter je nach Ausrichtung bereits entsprechend unterdimensioniert, was zu Kosteneinsparungen bei der Beschaffung führt. Die jährlichen Energieverluste, die für diese Einsparungen in Kauf genommen werden, übersteigen in der Regel nicht den eingesparten Betrag.

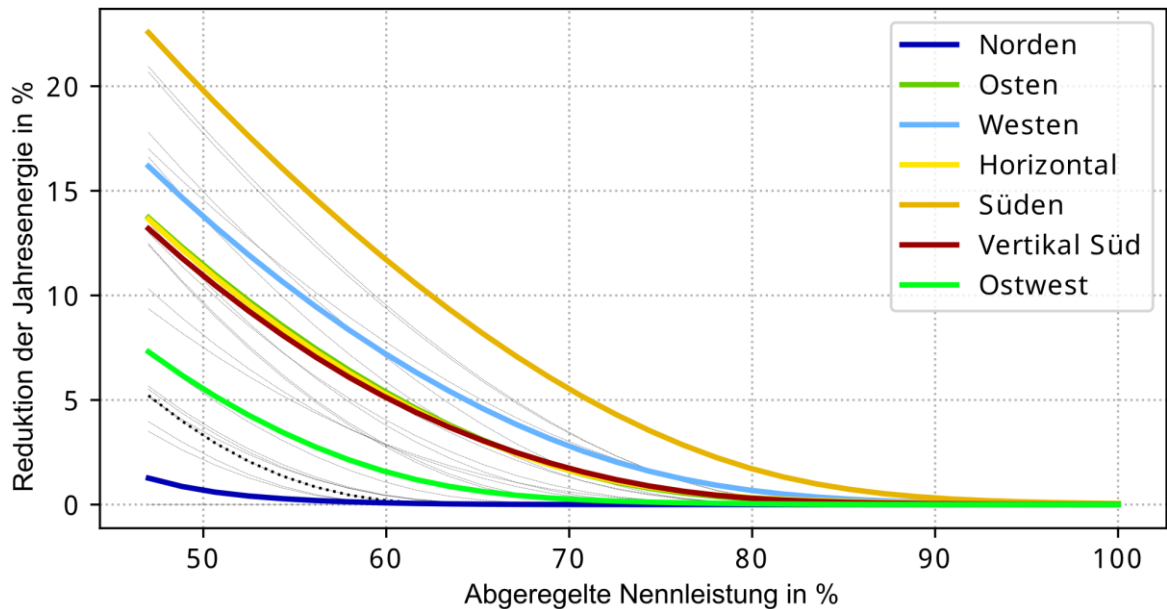


Abbildung 53: PV-Produktionsverluste bei Abregelung und unterschiedlichen Ausrichtungen [3]

Abregelung der Wirkleistung: Speicherauslegung

Anstatt die Verluste der Jahresenergie in Kauf zu nehmen, kann die überschüssige Energie auch mittels Batteriespeicher genutzt werden. Unter den folgenden Annahmen kann ein solcher Speicher beispielsweise dimensioniert werden:

- PV-Anlagenleistung
- Ausrichtung: Süden
- Abregelung: 70 %

Die Leistung des Speichers muss mindestens 30% der Anlagenleistung betragen, um Verluste durch die Abregelung zu vermeiden. Der Energieinhalt der Batterie muss mindestens so gross sein wie die Energie, die an einem Sommertag bei einer Leistung von über 70% der Anlagenleistung produziert wird. Mithilfe des Lastprofiltools ES 2050 der BFH wurde ein PV-Profil generiert und analysiert, welches in Abbildung 54 dargestellt ist.

Eine Südanlage hat gemäss Tool an einem Sommertag 8.5 Volllaststunden, wobei 1.5 Volllaststunden bei einer Leistung von über 70 % produziert werden. Möchte man den Speicher in einem Bereich betreiben, in dem möglichst viele Zyklen möglich sind, ist nur ein Teil von etwa 70 % des Energieinhaltes der Batterie nutzbar (State-of-Charge zwischen 20 und 90 %). Daraus lässt sich der Speicher wie folgt dimensionieren:

$$\frac{\text{Speichergrösse [kWh]}}{\text{PV-Anlagenleistung [kWp]}} = \frac{\text{Volllaststunden}_{>70\%}}{\text{Batterienutzungsbereich}} = \frac{1.5 \text{ h}}{70\%} = 2.14 \text{ h}$$

Der Speicherinhalt muss also numerisch 2.14-mal grösser sein als die Anlagenleistung. Die Batterieleistung wird dabei kein Problem darstellen, da sie nur 30 % der PV-Leistung beziehungsweise 14 % der Speichergrösse betragen muss (0.14C). Typischerweise haben Heimspeicher eine C-Rate von etwa 0.5C bis 1C [4].

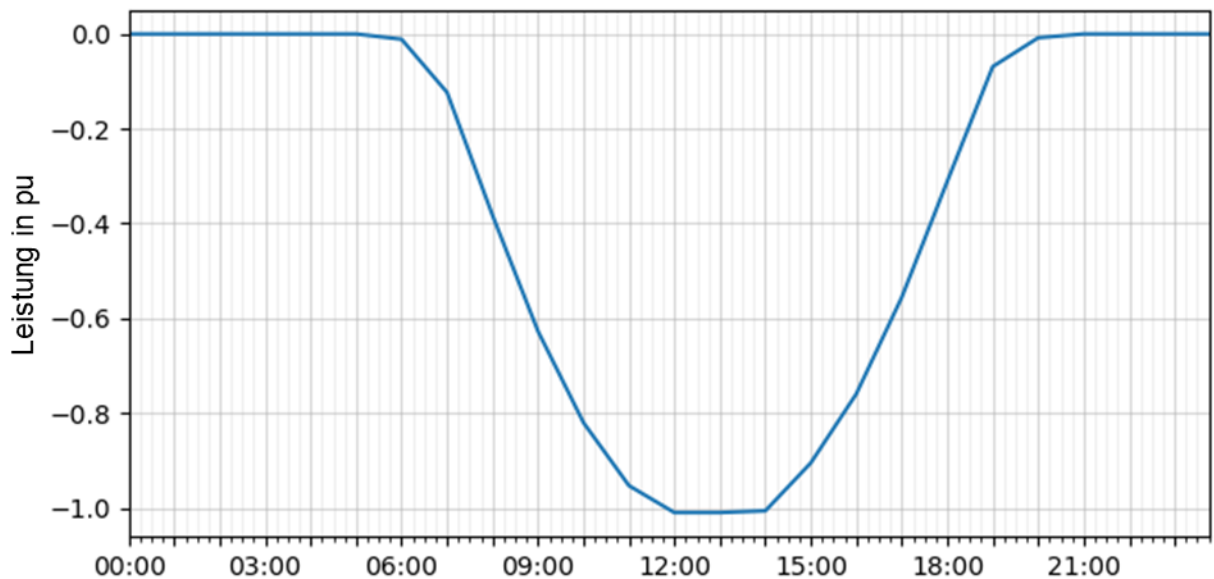


Abbildung 54: PV-Profil einer Südanlage an einem Sommertag, Lastprofiltool ES 2050 der BFH

Nachfolgend sind einige Vor- und Nachteile einer solchen Speicherauslegung aufgelistet:

- + keine Verluste durch Abregelung
- + hoher Autarkiegrad
- hohe Beschaffungskosten (ca. 500 CHF/kWh [5])
- seltene Nutzung der vollen Batteriekapazität
- Geringe Ertragseinsparungen (6 % bei südlicher Ausrichtung und 70 % Abregelung)

Für die vollständige Speicherung der Energie, die sonst abgeregelt würde, muss der Speicher sehr grosszügig ausgelegt werden. Die Nutzung der vollen Batteriekapazität findet daher nur an Tagen statt, an denen viel Energie bei mehr als 70 % der Anlagenleistung produziert wird. Wenn die Kapazität der Batterie auch durch die angeschlossenen Lasten gut ausgenutzt, also durch die Nacht entleert, der Eigenverbrauch deutlich erhöht und der Netzbezug minimiert wird, kann die Integration eines Speichers Sinn machen.

Q(U) anstelle von P(U)

Die Blindleistungsregelung stellt eine Alternative zur Wirkleistungsregelung bei PV-Anlagen dar und kann unter bestimmten Netzbedingungen denselben Effekt erzielen. Im Folgenden wird rechnerisch dargestellt, wie eine solche Blindleistungsregelung aussehen könnte, gefolgt von Erläuterungen zu den Netzvoraussetzungen.

Ausgehend von der Formel für die Spannungsanhebung in Abbildung 61 im Anhang ergibt sich folgende Formel, wenn die Spannungsänderung über der Leitung Null betragen soll:

$$Q_{ind} = P \cdot \frac{R}{X_L}$$

Hierbei repräsentiert P die von der PV-Anlage eingespeiste Wirkleistung. Die Menge an Blindleistung hängt vom Verhältnis des ohmschen zum induktiven Anteil des Anschlusses ab. Die resultierende



Scheinleistung ist relevant für die Dimensionierung des Wechselrichters. Die Scheinleistung S lässt sich durch folgende Formel berechnen:

$$S = \sqrt{P^2 + Q_{ind}^2} = \sqrt{P^2 + \left(P \cdot \frac{R}{X_L}\right)^2} = P \cdot \sqrt{1 + \frac{R^2}{X_L^2}}$$

Wenn das Verhältnis R/X_L gleich 1 ist, ergibt sich eine Scheinleistung, die $\sqrt{2}$ -mal grösser ist als die eingespeiste Wirkleistung. Dies bedeutet, dass der Wechselrichter um 40 % überdimensioniert werden müsste und kein Netzelement, das zum Anschluss der Anlage beiträgt, stärker als 70 % ausgelastet sein darf.

Im Niederspannungsnetz dominieren in der Regel die ohmschen Anteile des Anschlusses und ein Verhältnis von R/X_L von 1 tritt selten auf. Bei längeren Anschlussleitungen ist dies nur bei sehr grossem Querschnitt möglich (GKN 3x240/240 hat ein R/X_L -Verhältnis von 1), während bei sehr kurzen Anschlussleitungen ein solches Verhältnis durch den Einfluss der Traforeaktanz möglich ist. Bereits bei Leitungen mit immer noch grossem Querschnitt, beispielsweise GKN 3x95/95, entsteht ein R/X_L -Verhältnis von fast 3. Ein solches Verhältnis macht eine Blindleistungsregelung als Ersatz für die Wirkleistungsregelung ineffizient, da die Wechselrichter und die Netzelemente massiv überdimensioniert sein müssten. In solchen Fällen kann eine Q(U)-Regelung nur in Kombination mit einer P(U)-Regelung eingesetzt werden, um die Regelung zu unterstützen und bei kleinen Überspannungen ein Abregeln der Wirkleistung zu verhindern.

Die Berechnungsbeispiele verdeutlichen, dass der Einsatz von Q(U)-Regelungen besonders bei Grossanlagen mit grossen Querschnitten sinnvoll ist. In Wohnquartieren überwiegt in der Regel der ohmsche Anteil eines Anschlusses, sodass der durch die Einspeisung verursachte Spannungsanstieg nicht mit dem zusätzlichen Bereitstellen von Blindleistung kompensiert werden kann. Bei geringer Auslastung der Netzelemente kann die Q(U)-Regelung jedoch als unterstützendes Mittel dienen.

Die Kosten einer Blindleistungsregelung setzen sich aus zusätzlichen Netzverlusten und den Beschaffungskosten eines überdimensionierten Wechselrichters zusammen. Diese Kostenpunkte variieren je nach Leistungsmenge und Netzbeschaffenheit und können nicht eindeutig beziffert werden.

Erkenntnisse

Die Vermeidung eines Netzausbaus durch die Anwendung des Prinzips «Messen und Regeln» bei einer Anlage birgt erhebliche finanzielle Vorteile. Eine Limitierung der Wirkleistung kann ebenfalls einen Ausbau verhindern und führt in den meisten Fällen zu minimalen finanziellen Einbussen, die durch die geschickte Nutzung der eingespeisten Energie vollständig vermieden werden könnten. In Verbindung mit einem Batteriespeicher wird die abgeregelte Energie bei einer Begrenzung der Wirkleistung ebenfalls genutzt, allerdings sind hierbei hohe Beschaffungskosten für den Speicher zu berücksichtigen. Bei einer zukünftigen Nutzung vorhandener Infrastruktur, beispielsweise dem bidirektionalen Laden und Entladen von Elektroautos, kann überschüssige Energie ohne zusätzliche Anschaffung von Speichern genutzt werden. Des Weiteren wurde gezeigt, dass in sehr spezifischen Fällen eine Q(U)-Regelung eine Abregelung der Wirkleistung gänzlich ersetzen kann.



5 Beurteilung der heutigen Normen/Regeln mit Blick auf die Zukunft

5.1 Überblick zur Normierung

Im Projekt wurde eine Methode zur Berechnung und Darstellung der Qualitätsreserven an einem bestimmten Standort im Mittel- und Niederspannungsnetz entwickelt und angewandt. Die Methode schätzt Risiken ab und stellt die gesamte PQ-Situation auf der Grundlage von Schlüsselwerten der Spannungsqualität dar, die über einen langen Zeitraum gemessen wurden. Die Qualitätsreserven werden anhand der in der EN 50160 festgelegten Grenzwerte für die folgenden Parameter berechnet:

- Langsame Spannungsänderungen
- Spannungsschwankung (Flicker)
- Spannungsunsymmetrie
- Gesamtoberschwingungsgehalt der Spannung
- Ungerade Spannungsüberschwingungen bis 1250 Hz

In den Kapiteln 5.2 bis 5.3 werden die neusten Entwicklungen in der Normung für diese Störungen und für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen zusammengefasst. Die wichtigsten internationalen Normen, die im Bereich Spannungsqualität zu berücksichtigen sind, basieren auf den internationalen EMV-Normen (EMV = Elektromagnetische Verträglichkeit), der IEC-61000-Serie. Die elektromagnetischen Störungsphänomene im Zusammenhang mit der Qualität der elektrischen Energieversorgung werden von der WG 8 der IEC 77A/SC77A (Beschreibung der elektromagnetischen Umgebung im Zusammenhang mit den im Stromversorgungsnetz vorhandenen Störungen) koordiniert (Abbildung 55). Neben anderen Aufgaben ist die WG 8 für die Festlegung typischer EMV-Störungspegel in einer definierten Umgebung, so genannter Kompatibilitätspegel, zuständig, auf die sich die Emissions- und Störfestigkeitspegel für Geräte beziehen können. Die Kapitel 5.4 bis 5.6 beschreiben die Anwendung und Empfehlungen für die TRBNr DACHCZ.




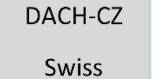




	Organization	Committee	Working groups	Standard/ Guideline
International 	 International Electrotechnical Commission	TC77/ SC 77A Electromagnetic compatibility / Low frequency phenomena	WG 8 Description of the electromagnetic environment associated with the disturbances present on electricity supply networks	IEC 61000-2-4 IEC TR61000-2-15
			WG 9 Power Quality measurement methods	IEC 61000-4-30
European 	 CENELEC EUROPEAN COMMITTEE FOR ELECTROTECHNICAL STANDARDIZATION	CLC/TC 8X System aspects of electrical energy supply	WG 03 Requirements for connection of generators to distribution networks	EN 50160 EN 50549 series IEC 63282-x IEC TS 62749
			WG01 Physical characteristics of electricity	IEC TS 62786 IEC TS 62898 IEC TS 62819 IEC 63276 IEC TS6322
DACH-CZ 	 VSE  AES Strom.ch	VSE, OE, VDE FNN, CSRES	Experts from 4 countries	DACH-CZ 2021 3te Ausgabe Teil A Teil B-I-II-III
Swiss 	 electro suisse CES Comité Electrotechnique Suisse	TK 8/TC 8x Teknischen Gremien	Experts from Swiss industry and academia	EN 50549 series IEC 63282-x IEC TS 62786 IEC TS 62898

Abbildung 55: Übersicht über Normen und Normierungsgremien mit Bezug zu Spannungsqualität



5.2 Aktivitäten IEC und CENELEC

5.2.1 Aktivitäten der IEC TC 77A WG8

Während der Projektlaufzeit wurden von der WG 8 folgende Arbeiten umgesetzt:

- Messverfahren für leitungsgebundene Störaussendung zwischen 2 und 150 kHz in Übereinstimmung mit der Spezifikation der Kompatibilitätspegel (IEC 61000-2-2 und IEC 61000-4-30) [6] [7]
- Veröffentlichung eines Technischen Berichts, der die Eigenschaften von Netzen mit einer hohen Durchdringung von Umrichtern beschreibt (TR 61000-2-15, 2023) [8]
- Aktualisierung der Kompatibilitätspegel für Emissionen von Harmonischen in industrieller Umgebung (IEC 61000-2-4) [9]

Die aufgelisteten Themen werden in diesem Kapitel zusammengefasst und sind im Anhang 11.4 ausführlich beschrieben.

IEC 61000-4-30: Messung des Frequenzbereichs von 2 bis 150 kHz

Die Kompatibilitätspegel für leitungsgebundene Spannungsemissionen sind in der Norm IEC 61000-2-2:2002+AMD1:2017+AMD2:2018 [6] definiert. Die Norm stellt eine Basisreferenz für die Festlegung von leitungsgebundenen Emissionsgrenzwerten und Störfestigkeitswerten für an das Netz angeschlossene Geräte dar. Das Ziel der gesamten Normungsbemühungen im Frequenzbereich zwischen 2 und 150 kHz ist der Schutz von Netzkommunikationssystemen, wie sie auch in der Schweiz in der SN EN 50065-1:2011 definiert sind [10]. Die Datenübertragung zwischen Smart Metern über Stromleitungen (PLC) ist eine Schlüsseltechnologie für die Einführung einer Smart-Metering-Infrastruktur, die die Senkung des Energiebedarfs und die Integration dezentraler Energiequellen auf der Basis erneuerbarer Energien unterstützt. Sie bringt den Netzbetreibern einige Vorteile. Hingegen werden die Beschränkungen der leitungsgebundenen Emissionen möglicherweise zu höheren Kosten für Konverter führen, darunter PV-Wechselrichter oder Ladegeräte für Elektrofahrzeuge. Die Messmethoden für Störpegel liegen ausserhalb des Anwendungsbereichs der Norm. Ein optimiertes Messverfahren für die Emissionsbewertung im Frequenzbereich von 2 bis 150 kHz, das mit der Norm IEC 61000-2-2 kompatibel ist und Ergebnisse liefert, die mit CISPR übereinstimmen, sollte definiert, bewertet und vereinbart werden. Die Aktivitäten im Rahmen der Norm IEC 61000-4-30 sind im Anhang 11.4.1 aufgeführt.

IEC TR 61000-2-15: Netze mit hoher Durchdringung von Umrichtern mit Leistungselektronik

Der technische Bericht IEC TR 61000-2-15:2023 befasst sich mit den Phänomenen, die die Spannungsqualität in modernen Verteilnetzen mit hoher Durchdringung von Umrichtern mit Leistungselektronik beeinflussen. Das Dokument enthält Fallstudien zu Resonanzen im Netz, zur Zeit- und Frequenzabhängigkeit der Netzimpedanz, zur Ausbreitung von Oberschwingungen sowie zu Stabilitäts- und Instabilitätsproblemen der Geräte, wobei der Schwerpunkt auf der Wechselwirkung zwischen den Umrichtern und den Stromnetzen liegt. Ein Partner aus dem Projekt QuVert hat aktiv zur Erstellung des Dokuments beigetragen. Dabei lag der Schwerpunkt dieser Beiträge auf der Rolle, die die frequenzabhängige Netzimpedanz (fNI) in modernen Netzen spielt. Die Netzimpedanz wirkt sich auf die Ausbreitung von Harmonischen und Supraharmonischen sowie auf die Netzstabilität aus.

Ein Beispiel aus den Messkampagnen des Projekts QuVert stellt die Variation der Netzimpedanz im Frequenzbereich der Oberschwingungen (Anhang, Abbildung 67) dar. Es zeigt einen qualitativen Zusammenhang zwischen den höchsten gemessenen Netzimpedanzwerten und den von einem 150-kWp-PV-Wechselrichter erzeugten Stromoberschwingungen der 7., 15. und 21. Ordnung. Weitere Informationen zu diesem Beispiel und zum technischen Bericht befinden sich im Anhang 11.4.2.



IEC 61000-2-4: Verträglichkeitspegel für Spannungsüberschwingungen im industriellen Umfeld

Die Arbeitsgruppe WG 8 des IEC SC 77 hat vorgeschlagen, die aktuelle IEC 61000-2-4 zu überarbeiten. Ein erster Entwurf wurde im Jahr 2020 vorgelegt. Die 61000-2-4 ist das Pendant zur EN 50160:2022 für industrielle Netzwerke. Die wesentlichen Punkte der vorgeschlagenen Änderungen sind zusammengefasst:

- a) Eine neue Klassifizierung der Umgebungen in industriellen und anderen nicht-öffentlichen Netzen, mit einer Aufteilung der derzeit in IEC 61000-2-4:2002 definierten Klasse 2 in zwei Klassen 2a und 2b
- b) Anhebung der Verträglichkeitspegel für gerade und dreifache Harmonische im Frequenzbereich von 0 bis 2 kHz bei gleichzeitiger Einhaltung des Gesamtoberschwingungsgehalts der Spannung THD_u , wie dieser bisher in Klasse 2-Umgebungen spezifiziert ist
- c) Einführung von Verträglichkeitspegeln für industrielle und andere nicht-öffentliche Niederspannungsnetze im Frequenzbereich von 2 kHz bis 150 kHz

Das Kapitel 11.4.3 im Anhang gibt einen Einblick in die vorgeschlagenen Änderungen.

5.2.2 Aktivitäten der CENELEC TC 8X WG 01 und WG 03

Das CLC/TC 8X (Systemaspekte der elektrischen Energieversorgung) befasst sich mit den Normen, die für das Funktionieren von Elektrizitätsversorgungssystemen in offenen Märkten erforderlich sind: Übertragungs- und Verteilnetze und angeschlossene Verbraucheranlagen (Erzeuger und Lasten) mit ihren Netzanschlussstellen. Die WG 01 kümmert sich um die EN 50160 und die WG 03 um die EN-50549-Reihe.

EN 50160

Die EN 50160:2010 mit ihrer Änderung 3 erhöht die Werte für die 15. (von 0.5 % auf 1 %) und 21. (von 0.5 % auf 0.75 %) Spannungsharmonischen in den öffentlichen Niederspannungsnetzen. Die EN 50160:2022 setzt diese Änderung vollständig um. Die grosse Verbreitung von Umrichtern mit Leistungselektronik im Niederspannungsnetz könnte das Niveau der dreifachen Harmonischen erhöhen.

Während der Messkampagnen im Projekt haben einige der gemessenen Netze den alten Grenzwert für die 15. Harmonische nicht eingehalten. Der alte Grenzwert für die 21. Harmonische wurde nie erreicht.

Eine Anhebung des Grenzwerts für diese beiden Oberschwingungen ist folglich nachvollziehbar, da ein Netzbetreiber keine Möglichkeit hat, diese Situation zu beeinflussen, ohne die EMV-Normen für Umrichter zu verschärfen, was im aktuellen Kontext der neuen erneuerbaren Energien kaum eine zielführende Strategie wäre.



Netzanschluss-Codes und Netzintegration von Betriebsmitteln für dezentrale Stromerzeugung

Die Netzanschluss-Codes definieren die konkreten Funktionen der Betriebsmittel, die die Übertragungs- und/oder Verteilnetze physisch mit den Netzbenutzern verbinden, zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs des Netzes. Der hohe und wachsende Anteil erneuerbarer Energien im Verteilnetz macht eine Weiterentwicklung der Netzanschluss-Codes erforderlich, um die Energiewende zu erleichtern. Die Verantwortung für die Entwicklung von Anschluss-Codes auf europäischer Ebene liegt beim CENELEC CLC/TC 8x (System aspects of electrical energy supply) und insbesondere bei der Arbeitsgruppe WG 03 (Requirements for connection of generators and dispatchable loads to distribution networks).

Die Aufgaben der WG 03 umfassen:

- Festlegung der Anforderungen für den Anschluss von Erzeugungsanlagen und schaltbaren Lasten an die Verteilnetze, einschliesslich des elektrischen Verhaltens
- Entwicklung von Normen, die die Einhaltung der Anforderungen an den Netzanschluss nachweisen. Dies geschieht in Zusammenarbeit mit den technischen Komitees für Produkte und Anlagen
- Unterstützung bei der Entwicklung von Smart Grids

Insbesondere die Entwicklung der Normenreihe EN 50549 ist eine wesentliche Aktivität der Arbeitsgruppe CLC TC 8X WG 03. Sie wird im Anhang 11.5 erklärt.

5.3 Weitere Aktivitäten bezüglich der Entwicklung von PQ-Standards

5.3.1 Entwicklung und Anwendung von PQ-Messgeräten für das Verteilnetz

Das EMV- und Power-Quality-Team der HES-SO verfügt über eine langjährige Erfahrung in der Entwicklung von Netzimpedanzanalysatoren im harmonischen und supraharmischen Frequenzbereich. Diese Aktivitäten wurden fortgesetzt. Das IGOR-Messgerät, das in einigen Messkampagnen während des Projekts QuVert eingesetzt wurde, zeigt eine hohe Genauigkeit und Auflösung im Bereich der Supraharmischen. Im Bereich der Harmonischen ist es jedoch relativ langsam. Das Projekt hat auch die Grenzen des mehrfach modifizierten und gewarteten Prototyps während der Feldmessung aufgezeigt und ist schliesslich während einer Messkampagne kaputt gegangen. Ein kommerzielles Produkt, das ONIS 1000 der Firma morEnergy, wurde von den beiden akademischen Partnern während des Projekts erworben und beurteilt. Es weist sehr interessante Eigenschaften auf, aber seine Genauigkeit bei Messungen von Phase zu Phase und im Hochfrequenzbereich konnte noch nicht beurteilt werden.

Motiviert durch den Erfolg des IGOR-Meters wurden im Rahmen des Projekts QuVert zwei weitere Entwicklungen von der HES-SO angestossen:

- Ein Netzstörungsgenerator basierend auf der Verstärkertopologie der Klasse D (IGOR VII)
- Der «On-Line Synchronous Emission analyser für distribution Networks» (OLSEN)

Beide Geräte werden im Anhang 11.6 vorgestellt.



Es stellt sich also die Frage, inwiefern die 3%-Regel in der Netzplanung angewandt werden soll, wenn moderne Netzsimulationstools und regelbare Anlagen zur Verfügung stehen. Die TRBNr DACHCZ erwähnen dazu, dass der Netzbetreiber für langsame Spannungsänderungen von der 3%-Regel abweichende Grenzwerte vorgeben kann, wenn die Art und Betriebsweise des Netzes dies erlauben beziehungsweise erfordern. Folglich ist die 3%-Regel in gewisser Weise eine «Faustregel», die bei der Netzdimensionierung helfen kann, die Spannung von 110 % beim Endkunden nicht zu überschreiten. Wichtig ist also, dass die Spannung beim Endkunden der Norm entspricht. Welche Spannungsanhebung der Netzbetreiber auf welchen Netzebenen einplant, ist jedoch Sache des Netzbetreibers. Wenn der Netzbetreiber in der Lage ist, seine Netze zu simulieren, so ist eine Abweichung von der 3%-Regel denkbar, da Netzsimulationen normalerweise präzisere Ergebnisse bezüglich der Knotenspannungen liefern als eine einfache Abschätzung der Spannungsanhebung durch die Erzeugungsanlagen.

Besonders in ländlichen und vorstädtischen Verteilnetzen ist die Spannungshaltung durch die zunehmende dezentrale Einspeisung eine grosse Herausforderung. Dynamische Spannungsregelungen bei HS/MS- und MS/NS-Transformatoren sind hier mögliche Massnahmen, um mehr PV-Leistung aufzunehmen als bei einer fixen und starren Spannungsverteilung. Das Zusammenspiel von Netzsimulationen und regelbaren Geräten kann also eine Spannungsanhebung über die 3%-Grenze hinweg erlauben und so die Möglichkeit bieten, Anschlüsse zuzulassen, welche bei einer starren Beurteilung nach der 3%-Regel nicht bewilligt worden wären.

Um nachzuvollziehen, weshalb die 3%-Regel bisher eingesetzt wurde und wird, jedoch in Zukunft in gewissen Situationen auch davon abgewichen werden kann, werden in den folgenden Kapiteln 5.4.2 und 5.4.3 einige Aspekte diskutiert.

5.4.2 Vorteile der 3%-Regel

- **Spannungsstabilität:** Die Regel trägt dazu bei, die Spannungsstabilität aufrechtzuerhalten. Dies ist wichtig, um sicherzustellen, dass die Versorgungsspannung bei den Kunden innerhalb bestimmter Grenzen bleibt und keine unzulässigen Schwankungen auftreten.
- **Anschluss von erneuerbaren Energien:** Durch ein klar definiertes Kriterium wird sichergestellt, dass beim Anschluss neuer Anlagen der obere Spannungsgrenzwert mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht überschritten wird.
- **Planungssicherheit für Netzbetreiber:** Die 3%-Regel schafft Planungssicherheit. Dadurch können potenzielle Probleme frühzeitig erkannt und vermieden werden.
- **Einhaltung von Normen und Standards:** Die Einhaltung von Normen wie der EN 50160 wird durch die 3%-Regel erleichtert. Dies ist wichtig, um die Qualität der elektrischen Energieversorgung sicherzustellen und sicherheitsrelevante Aspekte zu berücksichtigen.

5.4.3 Einschränkungen, wenn die 3%-Regel trotz Möglichkeit zur Abweichung angewandt wird

- **Begrenzung der PV-Leistung:** Eine starre Grenze von 3 % kann die zulässige PV-Leistung unnötig begrenzen. In einigen Fällen könnte eine höhere Spannungsanhebung dazu beitragen, leistungsstärkere oder mehr PV-Anlagen an das Netz anzuschliessen.
- **Unterschiede zwischen den Verteilnetzen:** Verteilnetze können unterschiedlich ausgelegt worden sein. Eine festgelegte Regel für die Spannungsanhebung berücksichtigt möglicherweise nicht die spezifischen Gegebenheiten bestimmter Netze, was zu suboptimalen Lösungen führen könnte.
- **Technologische Fortschritte:** Eine fixe Grenze lässt ausser Acht, dass technologische Fortschritte zu effizienteren und sichereren Lösungen führen könnten, die möglicherweise über die festgelegten 3 % hinausgehen.
- **Flexibilitätseinschränkungen:** Die starre Begrenzung auf 3 % könnte die Flexibilität bei der Anpassung an sich ändernde Bedingungen oder innovative Netzkonzepte behindern.



5.4.4 Wann ist eine Abweichung von der 3%-Regel möglich?

Aufgrund der Erläuterungen in den Kapiteln 5.4.1 bis 5.4.3 stellt sich die Frage, wann die 3%-Regel angewandt werden soll und wann ein Abweichen davon möglich ist? Die Anwendung der 3%-Regel ist dort angebracht, wo keine Netzsimulationen möglich sind, die Spannungen an den Transformatoren gemäss Abbildung 56 starr eingestellt sind und keine steuerbaren Anlagen vorhanden sind. Allerdings könnte auch in diesen Fällen ein Absenken der Soll-Spannungen an den Transformatoren eine Abweichung erlauben. Das Absenken der Spannung um einen bestimmten Prozentwert würde eine Abweichung von der Regel um maximal diesen Prozentwert ermöglichen.

Für die Planung von modernen, kosteneffizienten Stromnetzen ist eine Simulation des Verteilnetzes bei der Netzplanung zu empfehlen. Eine Netzsimulation erlaubt eine bessere Ausnutzung der vorhandenen Netzbetriebsmittel. Damit wird nicht nur die Spannungsanhebung selbst beurteilt, sondern es werden die Knotenspannungen unter Berücksichtigung der Leistungsflüsse im Netzgebiet genau berechnet. Schlussendlich ist die resultierende Spannung an den Netzknoten für die Einhaltung der EN 50160 entscheidend und nicht die Spannungsanhebung selbst, welche lediglich den Einfluss der Einspeisung wiedergibt. Ist der Netzbetreiber also in der Lage, das Netz mittels Simulation genau zu berechnen, so kann von der 3%-Regel abgewichen werden. Zudem unterstützen Anlagen mit dynamischer Spannungsregelung die Einhaltung des Spannungsbands und lassen ein Abweichen von der Regel zu. Wenn also mittels Simulationen und allenfalls auch mit regelbaren Anlagen sichergestellt werden kann, dass die Spannung gemäss EN 50160 auch bei Spannungsanhebungen grösser als 3 % eingehalten werden kann, so ist eine Bewertung gemäss der 3%-Regel zu restriktiv beziehungsweise können schliesslich höhere Spannungsanhebungen zugelassen werden. Zur Plausibilisierung und zur Kalibrierung von Netzsimulationen empfiehlt sich die Verwendung von Messdaten aus dem betrachteten Verteilnetz.

5.5 Generelle Empfehlungen zur Anwendung der TRBNr DACHCZ

5.5.1 Hintergrund

In diesem Kapitel wird grob dargestellt, wofür die technischen Regeln vorgesehen sind und zusätzlich werden weitere Gedanken dazu aufgeführt, mit welchen Aspekten eine Beurteilung mit den TRBNr DACHCZ ergänzt werden könnte. Für die Beschreibung des Einsatzzwecks der TRBNr DACHCZ werden gewisse Passagen wie in den technischen Regeln aufgeführt zitiert.

Die technischen Regeln geben zulässige Werte für folgende Qualitätskenngrössen am Verknüpfungspunkt an, auf deren Basis die Beurteilung der Anlage eines Netzbenutzers erfolgt [1]:

- Langsame und schnelle Spannungsänderungen
- Flicker
- Unsymmetrien
- Harmonische (Oberschwingungen)
- Zwischenharmonische
- Supraharmonische (Emission im Frequenzbereich 2 kHz bis 150 kHz)
- Kommutierungseinbrüche
- Signalspannungen

Für Gleichanteile werden informative Erläuterungen einschliesslich international empfohlener Grenzwerte gegeben.

Die technischen Regeln sind ein Planungstool für die Beurteilung von neuen Netzanschlüssen auf der Niederspannungs-, der Mittelspannungs- und Hochspannungsebene. Die 3. Ausgabe der technischen



Regeln umfasst verschiedene Dokumente. Der Text in der folgenden Auflistung stammt teilweise direkt aus den technischen Regeln.

- Der Teil A «Grundlagen» enthält neben den grundsätzlichen Informationen (Zielstellungen, Festlegungen, Kurzschlussleistung und Begriffe) auch alle für deren Verständnis notwendigen Informationen. Das Teildokument soll dem interessierten Anwender helfen, die entsprechenden Festlegungen für die einzelnen Phänomene zu verstehen. Technische Zusammenhänge und mathematische Methoden werden in einer verständlichen Form beschrieben, sodass die Herleitung der einzelnen Richt- und Grenzwerte nachvollziehbar ist. Das Dokument ist nach den verschiedenen Phänomenen analog der bereits in der 2. Ausgabe gewählten Reihenfolge gegliedert [1].
- Im Teil B «Anforderungen und Beurteilung» sind alle für die Anwendung der technischen Regeln notwendigen Formeln und Wertetabellen zusammengestellt. Im Sinne der Nutzerfreundlichkeit ist dieser Teil in drei unabhängig voneinander anwendbare Abschnitte für die Spannungsebenen NS, MS und HS gegliedert [11] [12] [13].
- Im Teil C «Beispiele» sind entsprechende Berechnungsbeispiele, wiederum geordnet nach Phänomenen und Spannungsebenen, zusammengefasst. Dieser Teil ist aktuell noch in Bearbeitung und wird nach Fertigstellung unter dem Link www.strom.ch/dachcz zum Download bereitgestellt.

Gemäss den technischen Regeln dienen diese grundsätzlich der Festlegung von Grenzwerten für genehmigungspflichtige Grossgeräte und Anlagen von Netzbenutzern mit einer Anschlussleistung grösser 52 kVA, was im NS-Netz einem Geräte- beziehungsweise Anlagenstrom von 75 A entspricht. Für Geräte mit CE-Kennzeichen wird aufgrund der durch die EMV-Richtlinie geforderten Einhaltung entsprechender Grenzwertnormen elektromagnetische Verträglichkeit vermutet. Eine Beurteilung dieser Geräte beziehungsweise der Anlagen von Netzbenutzern mit einem Strom kleiner 75 A nach den technischen Regeln ist deshalb nicht vorgesehen, kann jedoch vom Netzbetreiber unter bestimmten Umständen gefordert werden. Insbesondere ist eine Beurteilung bei Häufung gleichartiger Geräte in einer Anlage des Netzbenutzers sowie für Geräte, die keine CE-Kennzeichnung besitzen, erforderlich [1]. Konkret bedeutet dies, dass auch eine Beurteilung von Anlagen kleiner 75 A ohne CE-Kennzeichnung empfohlen wird. Weiter ist eine Beurteilung bei einer Häufung von Geräten mit Strömen bis 75 A ratsam, also auch bei Geräten mit Strömen kleiner 16 A.

5.5.2 Abweichung von Grenzwerten und Berücksichtigung von Smart-Grid-Technologien

Denjenigen Netzbetreibern, die in ihren Verteilnetzen Technologien einsetzen, die allgemein unter dem Namen Smart Grid zusammengefasst werden, wird empfohlen, genauere Analysen zur Koordination der Netzanschlüsse durchzuführen. Durch die kompetente Nutzung von modernen Netzberechnungstools unter Berücksichtigung der spezifischen Netzverhältnisse lässt sich begründen, inwieweit von den Empfehlungen in diesem Papier abgewichen werden darf (positive Auswirkungen) beziehungsweise muss (negative Auswirkungen) [1]. Ein Beispiel dazu ist das Abweichen von der 3%-Regel wie in Kapitel 5.4 beschrieben.

Die heutigen technischen Regeln berücksichtigen bei der Berechnung von Grenzwerten den Einsatz von sogenannten Smart-Grid-Technologien nicht. Wie solche Technologien in den technischen Regeln allenfalls künftig ergänzend berücksichtigt werden können, soll im vom Bundesamt für Energie BFE geförderten Projekt PLANET weiter untersucht werden [14].

5.5.3 Ergänzung zu den TRBNr DACHCZ: Nachmessungen

Nachdem Geräte oder Anlagen positiv beurteilt und an das Netz angeschlossen wurden, kann es in gewissen Fällen künftig sinnvoll sein, Nachmessungen durchzuführen, um das Einhalten der Grenzwerte zu kontrollieren. Eine Nachmessung der realen Netzurückwirkungen kann in verschiedenen Fällen



sinnvoll sein, um sicherzustellen, dass die erwarteten Netzurückwirkungen mit den tatsächlichen Bedingungen im Netz übereinstimmen. Hier sind einige Szenarien beschrieben, in denen eine Nachmessung in Erwägung gezogen werden könnte:

- **Netzüberlastung:** In einem stark ausgelasteten Netz kann die Einführung neuer Anlagen zu einer erhöhten Belastung und möglicherweise zu unerwarteten Netzurückwirkungen führen. Eine Nachmessung ermöglicht es, die tatsächlichen Auswirkungen auf das Netz zu überprüfen und sicherzustellen, dass die Netzstabilität und -qualität erhalten bleiben.
- **Kumulative Auswirkungen:** Wenn mehrere gleichartige Anlagen gleichzeitig an ein Netz angeschlossen werden, können sich die kumulativen Auswirkungen verstärken. Eine Nachmessung ist wichtig, um sicherzustellen, dass die Gesamtwirkung der Anlagen im Netz den erwarteten und akzeptierten Grenzwerten entspricht.
- **Dynamische Netzbedingungen:** In Zeiten hoher Belastung oder besonderer Betriebsbedingungen kann die Dynamik des Netzbetriebs variieren. Eine Nachmessung hilft, die Netzurückwirkungen unter verschiedenen Bedingungen zu verstehen und sicherzustellen, dass die Anlagen den Anforderungen des Netzbetriebs gerecht werden.
- **Wechselwirkungen:** Wenn mehrere Anlagen dieselbe Netzinfrastruktur nutzen oder nahe beieinander liegen, können Wechselwirkungen auftreten. Eine Nachmessung kann diese Wechselwirkungen quantifizieren und sicherstellen, dass die gemeinsame Nutzung des Netzes für alle Beteiligten optimal ist.
- **Erfahrungsbasierte Optimierung:** In der Praxis können sich Netzurückwirkungen anders verhalten als in theoretischen Modellen. Durch eine Nachmessung können real gewonnene Daten dazu beitragen, die Modelle zu verfeinern und die Netzintegration von Anlagen zu optimieren.
- **Veränderungen in der Netzkonfiguration:** Wenn sich die Konfiguration des Stromnetzes nach dem Anschluss der Anlage ändert, beispielsweise durch den Zusammenschluss mit anderen Anlagen oder aufgrund von Änderungen in der Netzstruktur, könnte eine Nachmessung notwendig sein, um die aktuellen Netzurückwirkungen zu überprüfen.
- **Betrieb unter Teillastbedingungen:** Die Netzurückwirkungen von Anlagen können sich je nach Betriebsbedingungen ändern. Eine Nachmessung ist sinnvoll, wenn die Anlage unter Teillastbedingungen betrieben wird, da dies zu anderen Rückwirkungen führen kann als im Vollastbetrieb.
- **Veränderungen in der Anlagentechnologie:** Wenn Änderungen an der Anlagentechnologie vorgenommen werden, beispielsweise durch den Austausch von Geräten oder die Implementierung neuer Technologien, könnte dies die Netzurückwirkungen beeinflussen und eine Nachmessung rechtfertigen.
- **Abweichungen von den ursprünglichen Annahmen:** Wenn die ursprünglichen Annahmen über die Netzurückwirkungen aufgrund von Unsicherheiten oder unvorhergesehenen Umständen abweichen, ist eine Nachmessung erforderlich, um die genauen Auswirkungen zu quantifizieren.
- **Periodische Überprüfungen:** Als Bestandteil eines regelmässigen Überwachungs- und Wartungsprogramms kann eine periodische Nachmessung der Netzurückwirkungen durchgeführt werden, um sicherzustellen, dass eine Anlage weiterhin den vereinbarten Vorgaben entspricht.
- **Beschwerden über Netzprobleme:** Wenn es Beschwerden von anderen Netzteilnehmern oder Störungen im Netz gibt, die auf Netzurückwirkungen zurückzuführen sein könnten, könnte eine Nachmessung helfen, die Ursachen zu identifizieren und geeignete Massnahmen zu ergreifen.



Es ist wichtig, dass die Nachmessung unter Einhaltung der geltenden Vorschriften und Normen durchgeführt wird. Dies stellt sicher, dass die Anlagen den Anforderungen des Netzverbands entsprechen und keine unerwünschten Auswirkungen auf die Netzqualität und -stabilität haben.

5.6 Praxisbeispiel: Anschlusspraxis im Netz C

Anhand der Messung im Netz C wird mit dem TRBNr DACHCZ 3 Tool der BFH ein Anschlussbeispiel gerechnet, die Zulässigkeit des Anschlusses bewertet und die gemessenen Emissionen mit den zulässigen Emissionen verglichen.

Abbildung 57 zeigt den bewerteten Messpunkt und die Leistungswerte, welche als Grundlage der Berechnung dienten. Aufgrund der mit dem NIM1000 gemessenen Kurzschlussleistung ($S_k=0.93$ MVA) wäre gemäss Tool TRBNr DACHCZ3 eine Anlagenleistung von 28 kVA ($S_{A, \text{zulässig}}$) zulässig. Die installierte Leistung von 63 kVA ($S_{A, \text{installiert}}$) überschreitet diesen Wert um 125 %. Auch die auf 60 % begrenzte Anlagenleistung von 37.8 kVA ($S_{A, \text{limitiert}}$) überschreitet die zulässige Leistung um 35 %. Gemäss Tool führt der Betrieb der Anlage mit Nennleistung zu einer Spannungsanhebung von 6.8 % am Anschlusspunkt. Wird die Anlage mit der limitierten Leistung betrieben, führt dies zu einer Spannungsanhebung von 4.1 %. Die am Messpunkt C1P1-60 gemessene Spannungsanhebung durch den Betrieb aller Anlagen im Netzgebiet lag bei etwa 6.5 % (Abstand 5 zu 95%-Quantil der Spannung im Sommer).

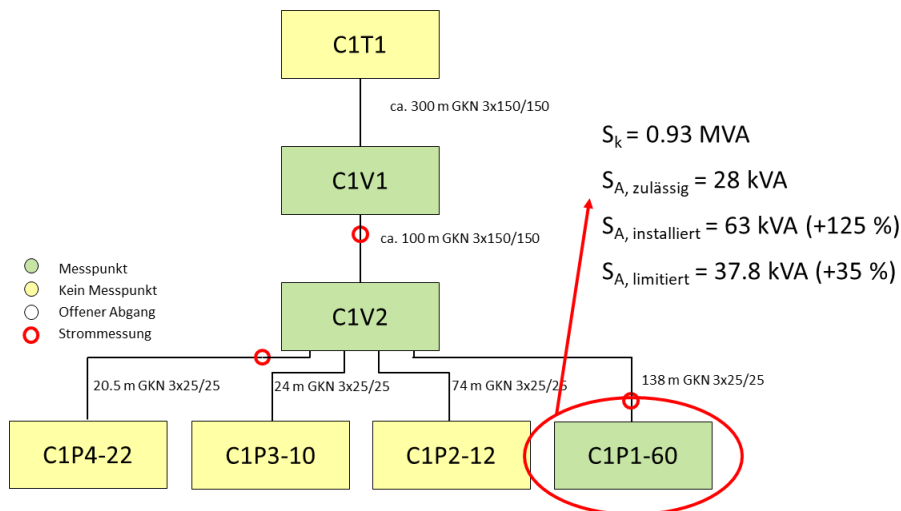


Abbildung 57: Netz C mit Leistungsangaben für den Messpunkt C1P1-60

Neben der Spannungsanhebung können mit dem Tool TRBNr DACHCZ3 auch Emissionsgrenzwerte für die Oberschwingungsströme berechnet werden. Für dieses Beispiel wurden die gemessenen OS-Ströme mit den Grenzwerten einer Anlage mit der installierten Leistung (63 kVA), der limitierten Leistung (37.8 kVA) und der zulässigen Leistung (28 kVA) verglichen. In Tabelle 5 sind die Ströme tabellarisch dargestellt. Die gemessenen Ströme wurden farblich markiert. Die Farben haben folgende Bedeutung:

- Gelb: Überschreitung des Grenzwertes für eine 28-kVA-Anlage
- Orange: Überschreitung des Grenzwertes für eine 37.8-kVA-Anlage
- Rot: Überschreitung des Grenzwertes für eine 63-kVA-Anlage

Es ist zu erkennen, dass bis zur 15. Ordnung alle Oberschwingungsströme den Grenzwert einer zulässigen Anlagengrösse überschreiten. Zudem überschreitet auch die 21. Harmonische diesen Grenzwert. Betrachtet man die Grenzwerte für eine Anlage mit der limitierten Leistung von 37.8 kVA, so werden die Grenzwerte durch die 11. Und 13. Harmonische nicht mehr verletzt. Die anderen zuvor genannten Ordnungszahlen überschreiten den Wert nach wie vor. Die Emissionsgrenzwerte einer Anlage mit der



Nennleistung von 63 kVA werden durch die folgenden Ordnungszahlen überschritten: 3, 7, 9, 15 und 21. Die Ströme dieser Frequenzen sind jeweils mehr als doppelt so hoch als der Emissionsgrenzwert. Für den Vergleich wurde der höchste gemessene Wert der OS-Ströme betrachtet. Vergleicht man die Emissionsgrenzwerte mit den 95%-Quantilen der OS-Ströme, werden die Grenzen der gleichen Ordnungszahlen verletzt, jedoch in geringerem Ausmass. Tabelle 6 zeigt eine Tabelle, welche diesen Vergleich visualisiert.

Ordnungszahl	Gemessen [A]	Grenze 63 kVA [A]	Grenze 37.8 kVA [A]	Grenze 28 kVA [A]
3	5.75	2.60	2.00	1.80
5	5.70	6.10	4.70	4.00
7	6.00	2.80	2.10	1.90
9	1.75	0.40	0.30	0.30
11	1.38	1.80	1.40	1.20
13	0.93	1.30	1.00	0.90
15	0.40	0.10	0.10	0.10
17	0.55	0.90	0.70	0.60
19	0.44	0.70	0.60	0.50
21	0.34	0.10	0.10	0.00
23	0.28	0.60	0.40	0.40
25	0.20	0.50	0.40	0.30

Tabelle 5: Vergleich der gemessenen OS-Ströme (alle Werte) mit den Emissionsgrenzwerten gemäss Tool TRBNr DACHCZ3

Ordnungszahl	Gemessen [A]	Grenze 63 kVA [A]	Grenze 37.8 kVA [A]	Grenze 28 kVA [A]
3	3.60	2.60	2.00	1.80
5	3.85	6.10	4.70	4.00
7	4.35	2.80	2.10	1.90
9	1.10	0.40	0.30	0.30
11	0.88	1.80	1.40	1.20
13	0.60	1.30	1.00	0.90
15	0.25	0.10	0.10	0.10
17	0.38	0.90	0.70	0.60
19	0.30	0.70	0.60	0.50
21	0.21	0.10	0.10	0.00
23	0.19	0.60	0.40	0.40
25	0.11	0.50	0.40	0.30

Tabelle 6: Vergleich der gemessenen OS-Ströme (95%-Quantil) mit den Emissionsgrenzwerten gemäss Tool TRBNr DACHCZ3

Die im Netz C emittierten Ströme waren also deutlich höher als es die technischen Regeln empfehlen. Als Folge davon wurden die Grenzwerte für die Spannungsüberschwingungen gemäss EN 50160 verletzt. Dieses Beispiel zeigt, dass eine Missachtung der technischen Regeln zu einer Verletzung der EN 50160 führen kann. Eine nachträgliche Begrenzung der Anlagenleistung könnte zwar das Spannungsniveau verbessern, jedoch nicht zwangsläufig die Emission von Oberschwingungsströmen reduzieren.



6 Generisches Überwachungskonzept

Die Messungen in den verschiedenen Mittel- und Niederspannungsnetzen haben gezeigt, dass an den meisten Netzknoten mittlere bis hohe Qualitätsreserven vorherrschen. Ökonomisch sinnvoll ist daher insbesondere die Überwachung von neuralgischen Netzknoten. Wesentlich ist folglich die Identifikation der Netzknoten mit geringen Qualitätsreserven und der Netzknoten mit absehbarer Verschlechterung der Qualitätsreserven. Daher wurden im Rahmen eines generischen Überwachungskonzepts mehrere Empfehlungen formuliert, die eine einfache, möglichst kostengünstige Überwachung der Spannungsqualität im Verteilnetz unterstützen sollen (Kapitel 6.1 bis 6.4).

Mit PQ-Messgeräten werden verschiedene PQ-Parameter mit hoher Genauigkeit erfasst. Aufgrund der Auswertungen wurde erkannt, dass gewisse Parameter meist unkritische Pegel und somit grosse Qualitätsreserven aufweisen. Es stellt sich daher die Frage, ob einige Parameter, welche die PQ-Messgeräte aufzeichnen, für eine generische Beurteilung der Spannungsqualität im Mittel- und Niederspannungsnetz in gewissen Fällen vernachlässigt werden könnten. Basierend auf den Erkenntnissen des Projekts wurde daher ein einfacheres Messgerät mit einem reduzierten Funktionsumfang postuliert. Das bietet Potenzial, ein PQ-Messgerät kostengünstiger zu produzieren und einzusetzen (Kapitel 6.5).

6.1 Messungen im NS-Netz

Werden PQ-Messgeräte zur Überwachung der Spannungsqualität und Auslastung eingesetzt, sind für deren Einsatz die neuralgischen Netzknoten zu identifizieren. Dabei sollten Messpunkte mit geringer Qualitätsreserve und Messpunkte, bei denen sich eine künftige Verschlechterung abzeichnet, im Mittelpunkt stehen. Das nachstehend beschriebene Vorgehen kann bei der Auswahl von entsprechenden Messpunkten helfen.

Auswahl von Messpunkten: Bereits im BFE-Projekt OptiQ [15] wurde eine Methode zur Bestimmung von PQ-Hotspots erarbeitet und dokumentiert [16]. Dabei wurden Netzknoten mit potenziell kritischer Spannungsqualität anhand einer klar definierten Schwelle für die zu erwartende Spannungsänderung bestimmt. Die Empfehlungen aus diesem Projekt QuVert bezüglich der Auswahl von Messpunkten sollen sich nicht wie in [16] an einem einzelnen Kriterium orientieren, sondern sollen sich flexibel durch den Netzbetreiber anwenden lassen.

Erster Schritt – Trafostationen: Bei der Bestimmung von Messpunkten eignet sich ein sequenzielles Vorgehen, wenn die Auslastungen der Betriebsmittel und die Spannungen an den Netzknoten unbekannt sind. In einem ersten Schritt können Messungen in der Trafostation Informationen liefern, welche Abgänge überhaupt relevante Netzurückwirkungen verursachen können. Dazu sind die Querschnitte/Leitungslängen der Abgänge (bzw. die Kurzschlussleistungen) sowie die Ströme zu betrachten.

Zweiter Schritt – Verteilkabinen: Sind die relevanten Abgänge in den Trafostationen identifiziert, so können in einem nächsten Schritt die daran angeschlossenen Verteilkabinen gemessen werden. Auch in den Verteilkabinen gilt es zu messen, welche Abgänge relevante Netzurückwirkungen verursachen können. Weisen die Spannungsqualitätsparameter in der Verteilkabine selbst kritische Werte nahe am Grenzwert auf oder wird aufgrund eines Zubaus eine Verschlechterung der Spannungsqualität erwartet, so kann eine permanente Messung sinnvoll sein. Dies ermöglicht, die Einhaltung der Grenzwerte zu überwachen und somit die Einhaltung der EN 50160 ohne eine Netzverstärkung oder einen Netzausbau zu gewährleisten.

Dritter Schritt – Hausanschlüsse: Ausgehend von den Messergebnissen der Abgänge in den Verteilkabinen ist es möglich, die Hausanschlüsse zu bestimmen, die möglicherweise geringe Qualitätsreserven aufweisen. Diese Abschätzung wird auf Basis der gemessenen Spannungsqualität in den Verteilkabinen, der Dimensionierung der Hausanschlussleitung und der Belastung des Abgangs durchgeführt. Als Messpunkte kommen Hausanschlüsse mit geringen Qualitätsreserven und merklichen Netzurückwirkungen in Frage. Sollen Messungen bei den Kunden erfolgen, ist zu berücksichtigen, dass gewisse Smart Meter auch Spannungsqualitätsparameter aufzeichnen. Diese Smart Meter ersetzen in der Regel



keine modernen PQ-Messgeräte bei einer detaillierten Betrachtung der Spannungsqualität, da sie nicht über denselben Funktionsumfang verfügen. Für eine vereinfachte Überwachung eines Messpunkts könnten sich Smart Meter jedoch eignen (siehe dazu auch Kapitel 6.3). Dabei ist zu prüfen, welche Parameter die Smart Meter mit welcher Messgenauigkeit aufzeichnen und ob dies den Anforderungen der Auswertung genügt.

6.2 Messungen im MS-Netz

Im BFE-Projekt OptiQ hatten Analysen im Mittelspannungsnetz für alle PQ-Phänomene tendenziell eine mittlere bis hohe Korrelation zwischen der gemessenen Ausprägung in der Trafostation und dem Unterwerk gezeigt [17]. Netzurückwirkungen breiteten sich folglich über das gesamte MS-Netz aus. Eine Ausnahme bildeten Abgänge mit hoher Leistung. Sie wiesen teils andere Ausprägungen der PQ-Phänomene auf.

Im aktuellen Projekt QuVert wurde im Netz F2 auf der Mittelspannungsebene die Spannungsqualität detailliert beurteilt. Dieser Messpunkt wurde ausgewählt, weil durch das Skigebiet eine hohe Leistung bezogen wurde. Aufgrund der hohen Kurzschlussleistung hatten die Ströme jedoch keine relevanten Netzurückwirkungen zur Folge. Im Netz A wurden verzerrte Ströme untersucht, die ihrerseits ebenfalls keine relevanten, negativen Netzurückwirkungen auf der Mittelspannungsebene zur Folge hatten.

Flächendeckende Messung nicht nötig, aber Messung im Unterwerk: Diese Ergebnisse lassen den Schluss zu, dass eine flächendeckende Überwachung der Spannungsqualität auf der Mittelspannungsebene im Normalfall nicht notwendig ist. Eine Messung im Unterwerk ist zu empfehlen, um die Spannungsqualität zu kennen, wie sie an diesem Netzknoten im Wesentlichen vom Hochspannungsnetz übertragen wird. Zudem geben die Messergebnisse im Unterwerk bereits einen guten Eindruck der Spannungsqualität in den meisten Trafostationen. Messungen auf der Mittelspannungsebene in den Trafostationen können dann sinnvoll sein, wenn die Kurzschlussleistung im Vergleich mit den meisten anderen Trafostationen geringer ist oder wenn die Trafostation stark ausgelastet wird.

Ungenauigkeiten von Wandlern: Strom- und Spannungsmessungen auf der Mittelspannungsebene erfolgen über Wandler. Es ist zu beachten, dass die Wandler die Harmonischen mit einem gewissen Fehler übertragen. Dabei treten zum Beispiel bei Spannungswandlern sowohl Amplitudendämpfungen als auch Phasenverschiebungen auf [18]. Die Übertragungsfehler bei den einzelnen Harmonischen sind teilweise beträchtlich und beeinträchtigen eine korrekte Analyse der Daten.

Messungen in Trafostationen auf der Niederspannungsseite sinnvoller: Weil die Messungen im Unterwerk in vielen Fällen die Situation auf der MS-Seite in den Trafostationen gut repräsentieren und weil Spannungswandler bei gewissen Harmonischen zu hohen Messungenauigkeiten führen, erscheint eine PQ-Messung auf der NS-Seite des Transformators zielführender zu sein, insofern in der Trafostation die Erfassung der PQ-Parameter überhaupt von Interesse ist. Denn die Messungen in diesem Projekt haben gezeigt, dass die Spannungsqualität und die Qualitätsreserven normalerweise in den Trafostationen hoch sind, was an der hohen Kurzschlussleistung liegt.

6.3 Messungen in Netzen mit viel/wenig Qualitätsreserve

Netze mit viel Qualitätsreserve: Wie im Kapitel 6.1 erwähnt, ist es in Netzen mit viel Qualitätsreserve aus wirtschaftlicher Sicht kaum vertretbar, Spannungsqualitätsmessgeräte an vielen Netzknoten einzusetzen. Am sinnvollsten scheint in diesen Netzen eine PQ-Messung in den Verteilkabinen zu sein. Diese Messungen geben einen Überblick der Spannungsqualität an den Verknüpfungspunkten, also an Punkten, an denen auch andere Kunden angeschlossen sind. Anhand dieser Messungen kann mittels Leistungsdaten und Emissionsdaten des Kunden eine Abschätzung der PQ-Parameter an einem Hausanschluss erfolgen. In Netzen mit viel Qualitätsreserven könnte auch die Verwendung von PQ-Daten aus Smart Metern eine mögliche Option sein, wobei zu beachten ist, welche PQ-Parameter mit welcher Genauigkeit vom Smart Meter im Vergleich zu modernen PQ-Messgeräten aufgezeichnet werden.



Netze mit wenig Qualitätsreserve: Wenig Qualitätsreserve wird normalerweise nicht in der Trafostation, sondern in Verteilkabinen und an Hausanschlüssen gemessen. Der Grund für eine geringe Qualitätsreserve ist eine im Verhältnis zu den Emissionen eher geringe Kurzschlussleistung. Eine detaillierte Messung der PQ-Parameter in einer Trafostation zur Prüfung der Sicherstellung der EN 50160 ist daher auch in diesem Fall nicht unbedingt nötig, sondern eher, um eine Übersicht der PQ-Parameter zu erhalten. Wesentlich wichtiger sind in Netzen mit wenig Qualitätsreserve Messungen an den Knoten mit den geringsten Reserven. Hierfür eignen sich sowohl Verteilkabinen als auch Hausanschlüsse. Die Messungen in Verteilkabinen geben ein gutes Indiz dazu, welche Qualitätsreserven bei den Kunden maximal noch zu erwarten sind. Sind die Kunden mit der potenziell geringsten Qualitätsreserve aufgrund der vorhergehenden Messungen bekannt, so ist eine Messung am Hausanschluss sinnvoll. So kann beispielsweise die Einhaltung der EN 50160 permanent überprüft werden, was eine kostengünstige Alternative zu einer Netzverstärkung oder zu einem Netzausbau sein kann. Auch in Netzen mit wenig Qualitätsreserven können allenfalls vorhandene PQ-Daten aus Smart Metern verwendet werden. Es ist jedoch zu prüfen, ob die PQ-Parameter, die eine geringe Qualitätsreserve aufweisen, vom Smart Meter überhaupt erfasst werden. Wenn an Netzknoten mit geringer Qualitätsreserve anstelle einer Netzverstärkung die Einhaltung der Spannungsqualität nach EN 50160 mit einem Messgerät überprüft werden soll, so ist zu empfehlen, ein dafür geeignetes, modernes PQ-Messgerät einzusetzen.

6.4 Anforderungen an das Messequipment

6.4.1 Konzepte TS/VK (IP-Schutz, Spritzwasserschutz, Staubschutz etc.)

Trafostationen und Verteilkabinen sind generell so konzipiert, dass sie angemessenen Schutz gegen Umwelteinflüsse bieten, je nach spezifischen Kundenanforderungen. Unter normalen Bedingungen ist ein übermässiger Wassereintritt ausgeschlossen, in Ausnahmefällen (wie langanhaltenden Regenfällen) muss mit geringen Wassermengen im Bodenbereich gerechnet werden, bei unterirdischer Installation gegebenenfalls auch mit Sprühwasser. Im Bereich der Kabeleinführung in VK, wo eventuell Sensoren installiert werden, muss auch mit Ameisen, Würmern, Spinnen oder Käfern gerechnet werden.

Falls Messgeräte oder Sensoren installiert werden, müssen diese den für den Installationsort angemessenen Schutz gegen das Eindringen von Fremdkörpern und Wasser aufweisen. In Trafostationen reicht für Messgeräte für Wand- oder Schienenmontage normalerweise IP 20. Ist die TS unterirdisch angeordnet, kann ein Schutz gegen Sprühwasser IP 23 erforderlich sein, da Wasser die Wände hinunterlaufen könnte. Bei VK empfiehlt sich IP 43. Bei Anwendungen im Aussenbereich ist IP 65 nur dann erforderlich, wenn der Installationsort nicht witterungsgeschützt ist, also zum Beispiel kein Dach vorhanden ist. Falls direkte Sonneneinstrahlung möglich ist, muss darauf geachtet werden, dass die Installationsmaterialien und alle Gehäusematerialien UV-beständig sind. Sensoren wie Rogowski-Spulen, Stromzangen oder Stromwandler sollten einen maximalen Schutz aufweisen.

6.4.2 Datenfluss (Transportmittel, Bandbreite)

Grundsätzlich lassen sich zwei Anwendungsfälle unterscheiden, solche mit Kommunikation während des Betriebs und solche, bei denen erst am Ende der Messung Daten übertragen werden. Die erforderliche Bandbreite ist zwar in beiden Fällen hoch, aber nur bei dauernder Kommunikation müssen auch erhöhte Anforderungen an die Security gestellt werden. Es muss verhindert werden, dass nicht-autorisierte Personen Zugang zum Gerät erhalten, die Parametrierung verändern oder Daten löschen können. Auch muss sichergestellt werden, dass die Datenströme nicht abgehört oder verändert werden können.

Ethernet stellt die erforderliche Bandbreite bereit und unterstützt auch den Datentransfer in Dateiform. Bei fehlender Netzwerkstruktur kann so auch auf einfache Weise über einen Router eine mobile Kommunikation ermöglicht werden.

Mit der Übertragung der Daten in einem standardisierten Format, wie zum Beispiel PQDIF, erreicht man Unabhängigkeit von proprietären Lösungen, welche den Anwender an einen einzigen Hersteller bindet.



Alternativ können für die Übermittlung auch einfache Dateiformate wie CSV verwendet werden, um die Einbindung in bestehende Auswertelösungen zu erleichtern.

Für festinstallierte Geräte macht es Sinn auch aktuelle Messdaten abzufragen und so stets den Überblick über den aktuellen Lastfluss und Netzzustand zu haben. Die erforderliche Kommunikation sollte auch für diese Art von Daten transparent dokumentiert sein und so die einfache Einbindung in Kundenlösungen unterstützen.

6.4.3 Genauigkeit der Messkette inkl. Sensorik

Die Anforderungen der IEC 61000-4-30 an die Messgenauigkeit der Spannungsmessung bei einem Klasse A Gerät ist mit 0.1 % hoch, bei der Strommessung mit 1.0 % eher moderat. Die Unsicherheit der vorgeschalteten Sensorik ist dabei ausgeklammert.

Soll im NS-Netz gemessen werden und die Installation ohne Betriebsunterbrechung erfolgen, kommen für die Strommessung drei verschiedene Sensor-Lösungen in Betracht: Klapp-Stromwandler, Stromzangen und Rogowski-Spulen. Das wohl wichtigste Auswahlkriterium sind die Platzverhältnisse vor Ort, also wie nahe aneinander die Kabel geführt sind. In vielen Fällen kommt dann nur noch die Lösung mit der flexiblen Rogowski-Spule in Frage, da sowohl Klappwandler als auch Stromzangen bei der Montage sehr viel freien Platz um das Kabel erfordern. Allerdings ist dann auch die Genauigkeit eingeschränkt, da bei Rogowski-Wandlern zusätzliche Fehler aufgrund der Lage (Position des Leiters innerhalb der Spule) und eventueller Fremdfelder entstehen.

6.4.4 Klasse A vs. Klasse S

Die wesentlichen Unterschiede der beiden Klassen sind die Anforderungen an die Zeitsynchronisation, die Messgenauigkeit und die Messmethodik. Während bei einem Klasse-A-Gerät eine Zeitstempelung mit maximal 20 Millisekunden Abweichung verlangt wird, darf die Zeitabweichung bei Klasse-S-Geräten bis zu fünf Sekunden innerhalb einer Tagesperiode betragen. Eine Vergleichbarkeit der Messdaten von Geräten verschiedener Hersteller ist somit nur bei Klasse-A-Geräten gegeben.

Bei zeitlich beschränkten Messkampagnen wird oft, so auch bei der QuVert-Messkampagne, auf eine Zeitsynchronisation verzichtet, da entweder die möglichen Synchronisationsquellen nicht zur Verfügung stehen (keine Netzwerkstruktur) oder die Installation zu aufwändig ist (z. B. bei GPS).

Grössere Unterschiede sind auch bezüglich Genauigkeitsanforderungen vorhanden. Bei Klasse-S-Geräten sind bis zu fünfmal höhere Abweichungen erlaubt, auch sind Lücken bei der Bestimmung der Spannungsunsymmetrie, der Harmonischen, der Interharmonischen und der Signalspannungen zulässig. Als Quelle für das Detektieren von Spannungsereignissen sind Halbperiodenwerte nur bei Klasse-A-Geräten Pflicht, Klasse-S-Geräte können auch mit Periodenwerten arbeiten.

6.4.5 Normierung

Für die Messgeräte sind grundsätzlich folgende Standards massgebend:

- IEC 61000-4-30: Festlegung der Messmethoden für PQI Klasse A und S. Innerhalb der Norm wird für die Oberschwingungsanalyse auf die IEC 61000-4-7 und für die Flickermessung auf die IEC 61000-4-15 verwiesen.
- IEC 62586-1: Definition der allgemeinen Anforderungen an ein PQ-Messgerät
- IEC 62586-2: Funktionale Tests und Anforderungen an die Genauigkeit. Basis für die Zertifizierung von PQI durch eine unabhängige Zertifizierungsstelle (z. B. Metas).



6.5 Postulierung eines einfachen Messgeräts

Ein Ziel des Projekts war die Postulierung eines einfachen Messgeräts, mit dem es kosteneffizient möglich sein soll, einen Überblick über die wichtigsten Spannungsqualitätsparameter an relevanten Netzknoten zu erhalten. Auf der Basis der Messergebnisse des Projekts können verschiedene Aussagen getroffen werden. Die Diskussionen im Projektteam haben zu einem Ansatz geführt, der nicht nur die Hardware des Messgeräts umfasst, sondern auch die Interpretation und Nutzung der gesammelten Daten berücksichtigt. Wesentliche Aspekte für eine generische Messung mit einfachen Messgeräten sind:

Generische Messung: Durch eine generische Messung werden umfassende Informationen gesammelt, um genau zu bestimmen, wo detailliertere Messungen erforderlich sind. Dies ermöglicht eine effiziente Ressourcennutzung, indem die meisten Netzknoten mit einfachen Messgeräten ausgestattet sind und nur «kritische» Netzknoten vertiefter betrachtet werden.

Hohe oder geringe Spannungsqualität: Die Messergebnisse geben Aufschluss darüber, ob die Spannungsqualität hoch oder tief ist. Davon ausgehend kann an den Knoten mit tiefer Spannungsqualität eine detailliertere Überwachung mit anderen Messgeräten erfolgen. Dieses Vorgehen ermöglicht eine kosteneffiziente Nutzung von Messgeräten.

Fokus auf relevante Parameter: Ein einfaches Messgerät sollte berücksichtigen, dass bestimmte Aspekte wie Unsymmetrie selten auftreten. Eine mögliche Vereinfachung wäre es daher, einphasige Messungen durchzuführen. Ausreisser beim Flicker werden oft vom Mittelspannungsnetz in das Niederspannungsnetz übertragen und stehen häufig nicht mit einem vermeidbaren Flicker-Ereignis im Niederspannungsnetz im Zusammenhang. Weiter betreffen erhöhte Flickerwerte häufig nur den Anschluss, an dem diese verursacht werden und keine benachbarten Anschlüsse. Auf die Messung von Flicker könnte daher in einem einfachen Messgerät allenfalls verzichtet werden. Die Messungen im Projekt haben gezeigt, dass die hohen Ordnungszahlen (17-25) der Spannungsharmonischen in der Regel hohe Qualitätsreserven haben. Eine einfache Messung könnte daher eine Reduktion der erfassten Spannungsharmonischen umfassen. Relevante Netzzrückwirkungen treten meist bei den Ordnungszahlen 3, 5, 7, 9 und 15 auf. Würden verschiedene Oberschwingungen zwischen der 2. und 40. Spannungsharmonischen vom Gerät nicht erfasst, wäre in der Folge eine Berechnung des THDU nicht möglich und würde entfallen.

Benachrichtigungen bei kritischen Situationen: Da die Messdaten von den VNB oftmals nicht regelmässig ausgewertet werden, wäre eine Benachrichtigungsfunktion (Alarmfunktion) interessant. Das Messgerät würde bei kritischen Messpegeln eine sofortige Meldung ausgeben, um den VNB zu informieren. Dies würde in vielen Fällen, in denen eine regelmässige Auswertung keinen Informationsgewinn bringt, ausreichen. VNB können sofortige Massnahmen ergreifen, um mögliche Probleme zu beheben beziehungsweise vorzubeugen. Bei schnellen transienten Phänomenen, die zur Überschreitung von Grenzwerten führen, könnten begrenzte Informationen gespeichert werden, wie der maximale Messwert und der Zeitstempel.

Langzeitdatenanalyse durch VNB: Langzeitdaten der einfachen Messgeräte könnten von den Verteilnetzbetreibern analysiert werden, um Trends bei den wichtigsten Spannungsqualitätsparametern zu erkennen. Dies ermöglicht präventive Massnahmen und eine langfristige Optimierung des Stromnetzes.

Benutzerfreundlichkeit: Messungen werden auf das beschränkt, was der VNB in vernünftiger Zeit auswerten kann. Eine intuitive Benutzeroberfläche ermöglicht eine einfache Bedienung. Klare Darstellungen der Messergebnisse helfen, dass VNB die Informationen schnell interpretieren können.

In Bezug auf das Messgerät selbst sind folgende weiteren Punkte relevant:

Messungsgenauigkeit: Das Messgerät sollte in der Lage sein, Spannungsqualitätsparameter mit genügender Genauigkeit zu erfassen, um Aussagen über eine hohe oder tiefe Spannungsqualität verlässlich zu treffen und um Grenzwertverletzungen festzustellen. Ein einfaches Gerät muss nicht unbedingt eine komplette Bewertung nach EN 50160 zulassen, weshalb eine Messungsgenauigkeit gemäss Klasse A nicht als zwingend erachtet wird. In diesem Fall könnte Klasse S genügen.



Relevante Messgrößen: Basierend auf den Messresultaten des Projekts sind mindestens der Spannungseffektivwert, die gemessenen Maximal- und Minimalspannungen sowie die harmonischen Spannungen mit der Ordnungszahl 3, 5, 7, 9 und 15 aufzuzeichnen.

Datenspeicherung und Analysemöglichkeiten: Das Gerät sollte in der Lage sein, Messdaten so zu speichern, dass sowohl Kurzzeit- als auch Langzeitanalysen einfach möglich sind. Dies unterstützt die Identifikation von Trends und die proaktive Planung von Wartungsmassnahmen.

Fernüberwachung: Die Fernüberwachung erleichtert die Überwachung von Netzknoten und ermöglicht es dem Benutzer, jederzeit auf mögliche Probleme zu reagieren.

Installation in verschiedenen Umgebungen: Die Möglichkeit, das Messgerät an unterschiedlichen Netzknoten permanent einzubauen, erhöht seine Vielseitigkeit und Anwendbarkeit.

Bezahlbarkeit: Ein im Vergleich mit aktuell am Markt erhältlichen Messgeräten kostengünstigeres Messgerät ermöglicht die Überwachung der Spannungsqualitätsparameter, die in den meisten Netzen am relevantesten sind. Dies lässt zudem eine kosteneffizientere Ausstattung einer grösseren Anzahl an Messpunkten im Vergleich mit heute zu.

6.6 Praxisbeispiele

6.6.1 Messen und Regeln

Aufgrund der im Projekt erarbeiteten Erkenntnisse wurden bei drei Anlagen des VNB von Netz B mit theoretischer Spannungserhöhung über 3 % keine Netzausbau-Massnahmen vorgenommen, sondern es wurde eine alternative Lösung in der Beurteilung beigezogen. Einige der in diesem Kapitel aufgeführten Punkte wurden bereits im Kapitel 4.3 erwähnt. Zum besseren Verständnis des Konzepts werden sie hier wiederholt.

Bisheriges Vorgehen bei der Beurteilung

Die technischen Anschlussgesuche (TAG) werden für jede PV-Anlage unabhängig von der Einspeiseleistung mit einer Netzberechnung mit der Software NEPLAN geprüft.

Es wird jeweils die Auslastung der Leitung und die Spannungsanhebung durch die PV-Anlage mittels Anschlussgesuch geprüft. Bestehen weitere Anlagen im Umfeld, wird mit einer Lastflussberechnung der Einfluss des gesamten Anlageparks untersucht.

1. Es wird jeweils die höhere Leistung (entweder die DC-Leistung der installierten Panels oder die WR-Nennleistung) zur Berechnung verwendet.
2. Es wird angenommen, dass die Grundlast im Netz 0 W beträgt (unbelastetes Netz)

Ist mit dieser Konstellation die Spannungsanhebung in der Berechnung zwischen Trafostation und PV-Anlage grösser als 3 %, wird der Status als «Massnahmen nötig» untersucht.

Ist die Leitung überlastet wird, wird ein Netzausbau als Massnahme notwendig und eingeleitet oder dem Kunden eine Reduktion der Anlagengrösse vorgeschlagen. Meist ist der Flaschenhals die Anschlussleitung. Somit werden dem Kunden die maximal mögliche Leistung oder die Kosten zur Anpassung der Anschlussleitung mitgeteilt.

Bisherige weitere Schritte bei Spannungsüberhöhung

Bis jetzt wurde dem Installateur mitgeteilt, dass die Anschlussleitung auszubauen ist und der Kunde die Kosten zu tragen hat. Eine maximal mögliche Leistung wurde bekanntgegeben und eine Begrenzung der Einspeiseleistung wurde vorgegeben. Eine Abnahme der Anlage erfolgte bisher nicht.



Neue Vorgehensweise bei Spannungserhöhung mit den Erkenntnissen aus dem Projekt

Neu wird bei einer berechneten bzw. simulierten Spannungsanhebung zwischen 3 und 5 % die Situation neu beurteilt. Bei einer Spannungsanhebung grösser 5 % wird weiterhin ein Netzausbau oder eine Reduktion der Anlagegrösse nötig.

Bei der Beurteilung werden folgende Punkte mitberücksichtigt:

- Welche Leitungsabschnitte sind massgeblich für die Spannungsanhebung verantwortlich? Ist es die Anschlussleitung des Kunden oder die Netzinfrastruktur des Verteilnetzbetreibers?
- Wie hoch ist die zu erwartende Grundlast der Anlage, respektive der umliegenden Gebäude?
- Wie gross ist das Ausbaupotenzial in der Umgebung?
- Beeinflusst die Anlage insbesondere die Spannung am eigenen Anschlusspunkt oder auch markant andere umliegende Kundenanschlüsse?
- Welche geplanten Massnahmen (Netzverstärkung/-ausbau oder topologische Anpassungen) werden im Trafokreis sonst noch umgesetzt, geplant oder angedacht?

Gibt es auf Grund dieser Gegebenheiten eine Möglichkeit, auf einen Ausbau zu verzichten, wird dem Kunden eine Leistungsbegrenzung in Abhängigkeit der Spannung ($P(U)$) vorgeschlagen, und zwar mit folgenden Basisvorgaben, welche je nach Topologie oder Situation angepasst werden könnten:

- Ab einer Spannung von 108 % hat die PV-Anlage die Leistung zu begrenzen, bei 110 % muss die PV-Anlage die Einspeiseleistung auf 0 W reduzieren.
- Zusätzlich wird ein Messgerät des VNB (PQ-Messung) installiert, um die Spannung und die Leistungsflüsse am Anschlusspunkt zu überwachen.
- Bei der Inbetriebnahme wird die Anlage durch den VNB abgenommen.

Bei Spannungsanhebungen über 5 % wird weiterhin eine Netzverstärkung gefordert.

Das Vorgehen wurde an ersten drei Anlagen erfolgreich getestet. Ein Beispiel des Vorgehens «Messen und Regeln» ist im Kapitel 4.3 zu finden. Die Kostenbetrachtung ist im Kapitel 4.4 aufgeführt.

6.6.2 Digitaler Zwilling

Digitale Zwillinge von Verteilnetzen sind künftig wertvolle Hilfsmittel, um detaillierte Informationen zu Belastungen und Knotenspannungen zu erhalten. Sie dienen als wichtiges Werkzeug für eine kosteneffiziente Netzplanung. Im Anhang 11.7 wird ein Beispiel eines Projektpartner beschrieben.



7 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Auswertung der Messkampagnen hat zu verschiedenen neuen Erkenntnissen geführt. Daraus können allgemeine Schlussfolgerungen und Empfehlungen abgeleitet werden, die nachfolgend zusammengestellt sind.

Auslastungs- und Qualitätsreserven in den gemessenen Verteilnetzen

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Auslastung und Spannungsqualität in den untersuchten Stromnetzen derzeit in der Regel mittlere bis grosse Reserven zu den Grenzwerten aufweisen. Die Analyse konzentrierte sich auf Netze, in denen die Netzbetreiber eine starke Ausnutzung und daher geringere Qualitätsreserven vermutet hatten. Die Messungen zeigten jedoch, dass nur wenige Messpunkte eine kritische Spannungsqualität aufwiesen und dass in diesen Fällen neue Anschlüsse über die Empfehlungen der TRBNr DACHCZ hinaus zugelassen wurden.

Die geringsten Reserven haben sich folglich in einem Netz gezeigt, in dem Anlagen zum Netzanschluss zugelassen wurden, bei denen gemäss vorgängiger Beurteilung die Grenzwerte nach TRBNr DACHCZ nicht eingehalten werden konnten. Dabei lagen die Qualitätsreserven bei verschiedenen PQ-Parametern wie langsamer Spannungsänderung, Langzeitflicker (P_{lt}), Spannungsunsymmetrie (k_{u2}), Gesamtoberschwingungsgehalt der Spannung (THD_U) und den Harmonischen 3. bis 9. Ordnung unter 25 %. Bei der 3. und 7. Harmonischen traten dabei Grenzwertverletzungen auf. Von den Kunden wurden allerdings keine Störungen gemeldet.

In den untersuchten Netzen zeigten die 11. bis 25. Harmonischen häufig Reserven von 50 bis fast 100 %. Geringe Reserven von weniger als 50 % wiesen trotz der 2019 heraufgesetzten Grenzwerte die 15. und 21. Harmonische auf. Bei der 5. und 9. Harmonischen wurden teilweise Reserven unter 50 % gemessen, während die 7. Harmonische die geringsten Reserven der Harmonischen zeigte, teilweise sogar unter 20 %.

In Bezug auf die Spannungsniveaus wurden teilweise erhöhte Spannungen (U_{max}) festgestellt. Diese standen meist im Zusammenhang mit der Einstellung der jeweiligen Trafostufe oder den Photovoltaik-Anlagen bei geringer Last im Sommer. Der geringste gemessene Reservewert für U_{max} in einer Verteilkabine betrug 16 %. Der geringste gemessene Reservewert bei der Spannung gegenüber dem unteren Grenzwert (U_{min}) war 45 %.

Für die Spannungsunsymmetrie wurden in der Regel Reserven von über 50 % gemessen, während der Langzeitflicker punktuell geringe Reserven aufwies, was beim Langzeitflicker meist durch das vorgelagerte Netz bestimmt war. Der Langzeitflicker wies beträchtliche Reserven an den Trafostationen auf, während knappe Reserven vor allem an Hausanschlüssen gemessen wurden.

Es zeigten sich beträchtliche Unterschiede zwischen den einzelnen Netzen der Netzbetreiber. Die Frage nach der Nutzung intelligenter Systeme, um Netze besser auszunutzen, stellt sich in der Folge. Insbesondere sind hierbei die auftretenden Gleichzeitigkeitsfaktoren moderner Geräte, die in der Praxis noch wenig erforscht sind, von Interesse. Das BFE-Projekt PLANET (Kapitel 8) zielt darauf ab, die technischen Regeln optimal zu nutzen und eine effiziente Netzplanung zu ermöglichen.

Die Auslastung der untersuchten Netzelemente zeigte eine Streuung von 13 bis 82 %. Eine wichtige Erkenntnis war, dass die Auslastung nicht zwangsläufig mit der Qualitätsreserve korreliert. Eine umfassende Kenntnis der Spannungsqualität und ihrer Einflussfaktoren ist entscheidend, um präzise Schlussfolgerungen zu ziehen und gezielte Massnahmen zur Einhaltung oder Verbesserung der Spannungsqualität zu ergreifen.

Wenn in einem Trafokreis viele neue Anschlüsse zugelassen werden, kann die Häufung von Geräten gewisse Spannungsqualitätsprobleme verursachen. Zudem können Grenzwertverletzungen auch in nicht stark ausgelasteten Netzen auftreten.



Auswirkungen von Topologieveränderungen auf die Qualitätsreserven

Wird die Versorgung eines Netzgebiets umgeschaltet, so dass es von einem neuen Einspeisepunkt versorgt wird, so übernimmt das Netzgebiet am Einspeisepunkt die Spannungsqualität vom versorgenden Netzknoten. Wird also ein Netzgebiet nach einer Umschaltung von einem Netzknoten mit geringerer Spannungsqualität versorgt, so ist auch im neu versorgten Netzgebiet nach der Umschaltung mit einer geringeren Spannungsqualität zu rechnen. Das neu versorgte Netzgebiet selbst beeinflusst das versorgende Netz mit den Stromverzerrungen, die das neu versorgte Netzgebiet verursacht. Im Projekt übernahm beim Verbinden von zwei Trafokreisen der zu versorgende Trafokreis die geringeren Reserven vom versorgenden Trafokreis. Die Qualitätsreserven im versorgenden Trafokreis verringerten sich dabei kaum. Wegen einer niedrigen zusätzlichen Last durch den zu versorgenden Trafokreis traten kaum Veränderungen auf. Es wurde festgestellt, dass die Qualitätsreserven der 5. und 7. Spannungsharmonischen im versorgenden Trafokreis sogar grösser wurden, möglicherweise aufgrund von Kompensationseffekten.

Abweichung von der 3%-Regel ohne Grenzwertverletzung

Bei der Beurteilung von Anschlussgesuchen kann von der 3%-Regel nach TRBNr DACHCZ abgewichen werden, wenn eine Netzsimulation in einem Simulationstool ergibt, dass die Spannungsgrenzwerte an allen Netzknoten eingehalten werden. Somit können die Spannungen im Netz genau berechnet werden und Anlagen können auch zugelassen werden, wenn die Spannungsanhebung mehr als 3 % beträgt. Wichtig ist grundsätzlich die Einhaltung des oberen Grenzwerts ($U_n + 10\%$) gemäss EN 50160. Die 3%-Regel aus den TRBNr DACHCZ ist als Empfehlung zu verstehen, von der auch abgewichen werden darf. Damit eine Abweichung von der Regel keine zu hohen Spannungen zur Folge hat, muss eine entsprechende Einstellung der Spannungswerte an den HS/MS- und MS/NS-Transformatoren sichergestellt werden und zudem ist auch die zulässige Spannungserhöhung über der Mittelspannungsebene zu beachten. Weiter muss in die Betrachtung einfließen, dass im Betrieb Umschaltungen im Mittelspannungsnetz notwendig sein können, beispielsweise im Fehlerfall. Eine Trafostation, die in einem bestimmten Netzzustand über eine kurze Leitung mit dem Unterwerk verbunden ist, könnte sich beim Ausfall der Leitung zwischen Unterwerk und Trafostation plötzlich am Ende eines Stranges befinden. Dies hätte eine neue Situation bei der Spannung zur Folge, was separat zu beurteilen ist. Bei der Beurteilung von Netzzuständen mittels Netzsimulationen empfiehlt sich die Verwendung von Messdaten aus dem betrachteten Netz zur Kalibrierung und Plausibilisierung.

Grenzwertverletzung durch die Abweichung von der 3%-Regel

Wird von der 3%-Regel abgewichen, ohne eine Netzsimulation vorzunehmen und ohne die aktuellen Pegel zu beachten, so können Grenzwertverletzungen auftreten. Weiter ist bei der Beurteilung der Reserven wichtig, welcher Netzknoten betrachtet wird. Denn auch wenn am Verknüpfungspunkt noch Reserven berechnet oder gemessen werden, können an der Übergabestelle die Grenzwerte verletzt sein. Daher ist es wichtig, bei einer Netzsimulation alle Knotenspannungen im Netz zu berechnen.

Massnahmen zur Einhaltung der Spannungsqualität

Im Rahmen des Projekts wurden verschiedene Massnahmen zur Einhaltung der Spannungsqualität und zur Nutzung von Auslastungs- und Qualitätsreserven analysiert. Bei der Umsetzung von Massnahmen zu beachtende Aspekte wurden beschrieben. Die Erkenntnisse des Projekts zeigen, dass die Wahl einer Massnahme von der individuellen Netzsituation abhängt. Bei der Bewertung sind die Netztopologie, Anlagenstruktur und Leistungsflüsse zu berücksichtigen. Im Projekt untersuchte Massnahmen sind:

- Überwachung
- Konzept «Messen und Regeln»
- Anpassung der Trafostufe
- PV-Regelung inkl. Hinweis zur korrekten Einstellung der Blindleistungsregelung
- Netzverstärkung



Die Erkenntnisse des Projekts haben verdeutlicht, dass die Wahl einer Massnahme von der individuellen Situation im Netz abhängt. Bei der Bewertung der Massnahmen sind die Netztopologie, die Anlagenstruktur und die Leistungsflüsse zu berücksichtigen.

Überwachung

Alternativ zu den heute schon eingesetzten Massnahmen kann die Massnahme «Überwachung» durch eine kontinuierliche Messung der Spannungsqualität an neuralgischen Netzknoten durch Kenntnis der Qualitätsreserven die Sicherheit bieten, dass auch dann keine Grenzwertverletzungen auftreten, wenn Netzanschlüsse ohne weitere Massnahmen zugelassen werden. Permanentes Monitoring hilft bei der Ausnutzung von Qualitätsreserven und die Netzzustandsdaten schaffen Transparenz im Netz, um Netzengpässe frühzeitig zu erkennen.

Mit zunehmendem Netzanschluss von Photovoltaikanlagen, Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen in Niederspannungsnetzen ergeben sich verschiedene Herausforderungen bezüglich der Spannungsqualität. Daher gewinnt das Thema Überwachung in der Niederspannung künftig an Bedeutung. Dabei sind verschiedene Aspekte zu beachten:

- Netzstabilität und Spannungsregelung: Die dezentrale Einspeisung von Energie durch Photovoltaikanlagen kann zu starken Spannungsänderungen, insbesondere im Niederspannungsnetz, führen. Eine kontinuierliche Überwachung und gegebenenfalls aktive Spannungsregelung sind wichtige Hilfsmittel, um die Netzstabilität sicherzustellen.
- Netzurückwirkungen: Der gleichzeitige Anschluss mehrerer Photovoltaikanlagen, Ladestationen und Wärmepumpen kann zu unerwünschten Netzurückwirkungen führen, die wiederum die Spannungsqualität beeinträchtigen. Die Messung und Analyse dieser Rückwirkungen werden daher zunehmend wichtig. Zum Beispiel können Photovoltaikanlagen, aber auch Lasten wie Ladestationen und Wärmepumpen harmonische Verzerrungen im Netz verursachen. Eine regelmässige Überwachung dieser Verzerrungen ist wichtig, um sicherzustellen, dass die Spannungsqualität innerhalb akzeptabler Grenzen bleibt.
- Lastmanagement: Mit der steigenden Anzahl von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen wird das Lastmanagement im Niederspannungsnetz entscheidend. Die Messung von Lastspitzen und die Implementierung von intelligenten Laststeuerungssystemen können dazu beitragen, Überlastungen und Spannungsgrenzwertverletzungen zu vermeiden.

Die genannten Aspekte unterstreichen die Notwendigkeit einer fortschrittlichen Überwachung der Spannungsqualität in Verteilnetzen, um einen reibungslosen Betrieb sicherzustellen und potenzielle Probleme frühzeitig zu erkennen und zu beheben.

Konzept «Messen und Regeln»

Das Konzept «Messen und Regeln» ermöglicht mittels PQ-Messung und P(U)-Regelung an kritischen Anschlusspunkten eine gezielte Überwachung/Monitoring und Regelung von Anlagen, um Grenzwertverletzungen zu verhindern. Die Zustandsdaten sind praktisch in Echtzeit verfügbar und der Netzbetreiber hat einen Überblick, ob die Spannungsqualität die Anforderungen erfüllt. Dies kann eine kosteneffiziente Alternative zum Ausbau der kundenseitigen Anschlussleitung und/oder zur Netzverstärkung darstellen und ist grundsätzlich bei den meisten Wechselrichtern einfach umsetzbar. Dabei wird das Potenzial der lokalen Kundenanlagen ausgenutzt. Die Anlagen regeln sich selbst, ohne weitere Beeinflussung durch den Netzbetreiber. Der Netzbetreiber erhält einen Überblick über die Spannungsqualität und kann regelbare Anlagen nutzen, um den Wirkleistungsfluss, und theoretisch auch den Blindleistungsfluss, in seinem Netz zu beeinflussen.



Anpassung der Trafostufe

Die Anpassung der Trafostufe erwies sich als effektive Möglichkeit, um PV-bedingte Spannungserhöhungen zu reduzieren. Durch das Absenken der Trafostufe am MS/NS-Transformator konnte der Abstand zum oberen Spannungsgrenzwert erhöht werden, was die Zulassung weiterer PV-Anlagen bei einer Abweichung von der 3%-Regel ermöglichte. Diese Massnahme verursacht keine direkten Kosten, könnte jedoch zu höheren Netzverlusten führen. Bei einer Absenkung der Trafostufe ist darauf zu achten, dass an allen Netzknoten noch genügend Reserve zum unteren Spannungsgrenzwert vorhanden ist.

PV-Regelung

Die spannungsabhängige Regelung der Wirk- und Blindleistung kann dabei helfen, mehr PV-Anlagen ohne Netzverstärkungen anzuschliessen. Wie Untersuchungen gezeigt haben, verringert eine Reduktion der Wirkleistung um 20 bis 30 % den Jahresenergieertrag nur um ungefähr bis zu 7 % [3]. Auch die Blindleistungsregelung kann die Spannungshaltung unterstützen. Günstige Bedingungen für die Blindleistungsregelung sind gegeben, wenn die Kurzschlussimpedanz am Anschlusspunkt eine relevante Reaktanz aufweist und genügend Auslastungsreserven vorhanden sind. Massgebend für diese Reaktanz sind dabei insbesondere die Leitungsinduktivität der Niederspannungsleitungen und die Streuinduktivität des Trafos der Netzebene 6. Eine Kombination von Wirk- und Blindleistungsregelung ermöglicht einen höheren Jahresertrag und unterstützt die Vermeidung von Überspannungen. Die Blindleistungsregelung kann zu höherer Auslastung der Betriebsmittel führen und verursacht zusätzlichen Blindleistungsbedarf im vorgelagerten Netz.

Hinweis zur korrekten Einstellung der Blindleistungsregelung

Bei der Einstellung der Blindleistungsregelung ist darauf zu achten, dass das Vorzeichen der am Wechselrichter eingestellten Blindleistung korrekt ist. Die Einstellung hängt davon ab, ob diese im Erzeuger- oder Verbraucherpeilsystem zu erfolgen hat, was je nach Wechselrichter-Hersteller unterschiedlich sein kann. Dies erfordert die Beachtung der Anleitung oder sogar eine Rücksprache mit dem Wechselrichter-Hersteller. Ein Fall aus der Praxis, der mit der BFH geteilt wurde, hat gezeigt, dass in spezifischen Fällen eine Fehleinstellung zu überspannungsbedingten Ausschaltungen von PV-Anlagen führen kann. Durch die Fehleinstellung der Blindleistungsregelung wurde die bereits kritisch hohe Spannung angehoben anstatt abgesenkt, sodass die Schutzfunktion des Wechselrichters reagierte und die Einspeisung komplett unterbrochen wurde. Sobald der Wechselrichter nach einer Wartezeit wiederum mit der Einspeisung startete, wiederholte sich der Prozess, bis die Spannung durch geringere Einspeisung oder höhere Last absank. Auch während der Messungen in diesem Projekt wurde eine falsch eingestellte Blindleistungsregelung erkannt, bei der die Spannung angehoben, anstatt abgesenkt, wurde.

Netzverstärkung

Eine Netzverstärkung und die damit verbundene Erhöhung der Kurzschlussleistung wirkt sich grundsätzlich positiv auf die Spannungsqualität aus und kann die Qualitätsreserven im Netz erhöhen, insbesondere bei der Auslastung und langsamen Spannungsänderung. Die mit einer Netzverstärkung verbundene Erhöhung der Kurzschlussleistung hat nicht in jedem Fall einen signifikanten Einfluss auf die Spannungsqualitätsparameter. Dies ist beispielsweise dann der Fall, wenn die Spannungsverzerrungen von der vorgelagerten Netzebene übertragen und eher wenige NetZRückwirkungen im Niederspannungsnetz selbst verursacht werden. Der Nutzen ist folglich abhängig von der individuellen Situation im Netz. Im Projekt führte das Abschalten/Einschalten einer parallelen Leitung beziehungsweise die dadurch veränderte Kurzschlussleistung in einem untersuchten Netz nur zu geringfügigen Änderungen der Qualitätsreserven. Der grösste Einfluss zeigte sich bei den langsamen Spannungsänderungen (U_{max}). Der Grund dafür war, dass in dem Niederspannungsnetz eher geringe harmonischen Ströme flossen und somit nur niedrige harmonische Spannungen verursacht wurden. Dabei waren die Pegel in der Transformatorstation und in den Verteilkabinen bei einigen Spannungsharmonischen fast gleich hoch. Daher hatte eine Verdoppelung der Kurzschlussleistung bei geringen Stromharmonischen kaum Auswirkungen auf die Spannungsqualität.



Generisches Überwachungskonzept

Die punktuelle, kontinuierliche Überwachung der Spannungsqualität ist bei einer zunehmenden Elektrifizierung eine wesentliche Massnahme, um Stromnetze effizient auszunutzen und unnötige Netzinvestitionen zu vermeiden. Die Messungen in den verschiedenen Mittel- und Niederspannungsnetzen haben gezeigt, dass zum heutigen Zeitpunkt an den meisten Netzknoten genügend Qualitätsreserven vorhanden sind und folglich insbesondere die Überwachung von neuralgischen Punkten ökonomisch sinnvoll ist. Eine flächendeckende Messung scheint keinen signifikanten Mehrwert zu bringen. Wesentlich ist jedoch die Identifikation der Netzknoten mit geringer Qualitätsreserve und der Netzknoten mit absehbarer Verschlechterung der Qualitätsreserve. Daher wurde ein generisches Überwachungskonzept formuliert, das eine einfache, möglichst kostengünstige Beurteilung der Spannungsqualität im Verteilnetz unterstützen soll.

Für die Auswahl der Messpunkte wird ein sequenzieller Ansatz verfolgt. Zuerst sollten Abgänge in Trafostationen mit mobilen PQ-Messgeräten gemessen werden, gefolgt von Verteilkabinen und Hausanschlüssen, um die wesentlichen Netzknoten für eine kontinuierliche PQ-Messung zu bestimmen. Der Fokus sollte auf Messpunkten liegen, die eine geringe Qualitätsreserve aufweisen oder bei denen sich eine zukünftige Verschlechterung abzeichnet. In Netzen mit hoher Qualitätsreserve wird die Durchführung von kontinuierlichen PQ-Messungen in den Verteilkabinen empfohlen, während in Netzen mit geringer Qualitätsreserve Messungen an den Knoten mit den geringsten Reserven wichtig sind, wobei Verteilkabinen und Hausanschlüsse als geeignete Messpunkte dienen können.

Im Mittelspannungsnetz zeigt sich, dass eine flächendeckende Überwachung der Spannungsqualität normalerweise nicht notwendig ist. Messungen im Unterwerk geben grösstenteils bereits einen guten Eindruck der Spannungsqualität in den meisten Trafostationen. Messungen auf der Mittelspannungsebene können sinnvoll sein, wenn die Kurzschlussleistung in gewissen Trafostationen geringer ist oder die Trafostation stark ausgelastet ist. Es wird darüber hinaus darauf hingewiesen, dass Messungen auf der Niederspannungsseite zielführender sein können.

Die Genauigkeit der Messkette, einschliesslich der Sensorik, ist von hoher Bedeutung. Verschiedene Sensor-Lösungen werden je nach Platzverhältnissen vor Ort ausgewählt, wobei die Genauigkeit bei der Auswahl berücksichtigt werden muss. Die Unterschiede zwischen PQ-Klasse A und Klasse S betreffen insbesondere die Zeitsynchronisation, die Messgenauigkeit und die Messmethodik. Klasse A Geräte ermöglichen eine bessere Vergleichbarkeit von Messdaten.

Postulierung eines einfachen Messgeräts

Mit dem zunehmenden Netzanschluss von erneuerbaren Energien, Speichern und elektrischen Verbrauchern ergeben sich Herausforderungen für die Spannungsqualitätsüberwachung. Eine effiziente Überwachung ist entscheidend, um einen sicheren und wirtschaftlichen Netzbetrieb zu gewährleisten.

Die Auswertung der Messdaten ergab für verschiedene Spannungsqualitätsparameter in der Regel mittlere bis hohe Qualitätsreserven. Daher ist zu überlegen, ob einige der Parameter, die von den PQ-Messgeräten aufgezeichnet werden, für eine generische Beurteilung der Spannungsqualität im Niederspannungsnetz vernachlässigt werden können. Basierend auf den Projektergebnissen wurde deshalb die Entwicklung eines einfacheren, potenziell kostengünstigeren Messgeräts, das sich auf die Erfassung der relevantesten Parameter beschränkt, postuliert.

Die Postulierung eines einfachen Messgeräts mit Fokus auf relevante Parameter, Benachrichtigungsfunktion bei kritischen Situationen, Langzeitdatenanalyse und Benutzerfreundlichkeit könnte eine kosteneffiziente Möglichkeit bieten, die wichtigsten Spannungsqualitätsparameter zu überwachen und potenzielle Probleme frühzeitig zu erkennen. Das vorgeschlagene Messgerät soll generische Messungen durchführen, um die wichtigsten Informationen zu sammeln und allenfalls zu bestimmen, wo detailliertere Messungen erforderlich sind. Dies ermöglicht eine effiziente Ressourcennutzung, indem die meisten Netzknoten mit einfachen Messgeräten ausgestattet werden, während nur ausgewählte Netzknoten vertiefter betrachtet werden.



In Bezug auf das Messgerät selbst wurden Anforderungen an Messgenauigkeit, relevante Messgrößen, Datenspeicherung, Analysemöglichkeiten, Fernüberwachung, Installation in verschiedenen Umgebungen und Bezahlbarkeit formuliert. Ein kostengünstigeres Messgerät im Vergleich zu aktuellen Marktoptionen könnte zu einer effizienteren Ausstattung von Messpunkten führen und eine weitreichende Überwachung der Spannungsqualität in verschiedenen Netzen ermöglichen.

Digitaler Zwilling

Durch den Einsatz von Smart Metern sind künftig präzise Leistungsdaten von vielen Netzknoten verfügbar. Diese Daten können zusammen mit einem digitalen Zwilling des Netzes genutzt werden, um die Spannungen und Auslastungen zu berechnen. Die Funktionsweise ist ähnlich wie bei einem «State Estimator» im Übertragungsnetz. Allerdings arbeitet der digitale Zwilling nicht in Echtzeit, sondern im Tagesrhythmus. Durch Kenntnis der maximalen Auslastungen und der minimalen und maximalen Spannungen können die Netzbetriebsmittel kosteneffizienter genutzt werden, ohne die Grenzwerte zu überschreiten. Detaillierte Informationen zu Belastungen und Knotenspannungen sind künftig ein wichtiges Hilfsmittel für eine kosteneffiziente Netzplanung. Dies ermöglicht unter Umständen bei der Beurteilung neuer Netzanschlüsse eine Abweichung von Empfehlungen aus den technischen Regeln, da dank einer umfangreichen Netzsimulation der Netzzustand berechnet werden kann. Ein Praxisbeispiel hat aufgezeigt, wie eine mögliche Umsetzung ausgestaltet werden kann.

Normen und Regeln

Während des Projekts wurde die dritte Version der «Technischen Regeln für die Beurteilung von Netzurückwirkungen DACHCZ» veröffentlicht. Diese Regeln sind für viele Netzbetreiber bei der Bewertung neuer Netzanschlüsse massgeblich und sind als Planungshilfe zu verstehen. Generelle Empfehlungen zur Anwendung der TRBNr DACHCZ wurden im Projekt QuVert formuliert.

Smart-Grid-Technologien erfordern möglicherweise künftig eine Ergänzung der TRBNr DACHCZ. Wie diese Ergänzungen ausgestaltet werden müssten und wie die TRBNr DACHCZ optimal genutzt werden sollten, wird im Projekt PLANET [14] weiter erforscht. Nachmessungen nach dem Anschluss von Anlagen könnten in verschiedenen Szenarien sinnvoll sein, um die tatsächlichen Auswirkungen auf das Netz zu überprüfen und das Einhalten der Spannungsqualität sicherzustellen.

In der Normung haben verschiedene Entwicklungen stattgefunden, die auch über die Themen des Projekts hinausgehen, jedoch bezüglich Spannungsqualität relevant sind. Dabei geht es um optimale Messverfahren für Oberschwingungen im Frequenzbereich von 2 bis 150 kHz, um Netze, die durch einen hohen Anteil an Umrichtern mit Leistungselektronik gekennzeichnet sind, und um eine Neudefinition industrieller Netzumgebungen sowie der damit verbundenen Verträglichkeitspegel für Oberschwingungen.



8 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Nutzung und Verbreitung der Projektergebnisse in Forschung und Praxis

Durch die Beschreibung der heutigen Qualitätsreserven in verschiedenen Verteilnetzen und die Kenntnis, wie sich diverse Anlagen und Netzkonstellationen darauf auswirken, haben die Netzbetreiber ein besseres Verständnis des aktuellen Zustands und sie sind in der Lage, kommende Veränderungen besser einzuschätzen. Die Massnahmen «Überwachung» und «Messen und Regeln» können dank der gewonnenen Messerresultate und der entwickelten Empfehlungen künftig als valable Alternativen zum Netzausbau und zu Netzverstärkungen eingesetzt werden. Wie die Berechnungen gezeigt haben, ist dadurch in verschiedenen Fällen eine Kosteneinsparung möglich.

Die Empfehlungen aus dem generischen Überwachungskonzept und die Formulierung eines einfachen Messgeräts können in künftige Messkonzepte von Netzbetreibern und in die Entwicklung von PQ-Messgeräten einfließen. Dies soll eine kosteneffiziente und möglichst benutzerfreundliche Überwachung der Spannungsqualität im Verteilnetz ermöglichen, die sich auf die relevantesten Netzknoten und Spannungsqualitätsparameter fokussiert.

Die Kooperation zwischen BFH und HES-SO mit verschiedenen Netzbetreibern trägt dazu bei, dass diese ihre Verteilnetze auch in Anbetracht zukünftiger Veränderungen im Stromnetz und der Anlagenstruktur sicher betreiben können. Diese langfristige Zusammenarbeit ermöglicht einen praxisnahen Transfer der Projektergebnisse über das Ende des Projekts hinaus. Gemeinsame studentische Arbeiten vertiefen bestimmte Fragestellungen und unterstützen die Netzbetreiber aktiv bei Entscheidungen zum Netzbau und -betrieb.

Die erarbeiteten Erkenntnisse des Projekts helfen den Netzbetreibern, ihr Verteilnetz trotz künftigen Veränderungen des Stromnetzes und der Anlagenstruktur, sicher zu betreiben. Die langfristige Zusammenarbeit der BFH und der HES-SO mit den Netzbetreibern ermöglicht einen praxisnahen Transfer der Projektergebnisse über das Ende des Projekts hinaus. Gemeinsame studentische Arbeiten vertiefen bestimmte Fragestellungen und unterstützen die Netzbetreiber aktiv bei Entscheidungen zum Netzbau und -betrieb.

Die Ergebnisse des Projekts werden auf Fachtagungen vor Experten der Netzbetreiber präsentiert. Insbesondere die PQ-Fachgruppe des VSE und die alle zwei Jahre stattfindende Fachtagung Versorgungsqualität des VSE dienen als wichtige Plattformen für den Austausch. Hier werden die Erkenntnisse in einem Fachkreis diskutiert, der eine Vielzahl potenzieller Umsetzungspartner umfasst. Diese Veranstaltungen bieten eine Plattform, um Kontakte zu knüpfen, die sowohl für die Weiterführung bestehender Projekte als auch für die Entwicklung neuer Projekte genutzt werden können.

Arbeitsgruppen für Normen und Regelwerke

Durch einen Vertreter der BFH in der Arbeitsgruppe EMV & PQ (DACHCZ) werden die Empfehlungen in der Arbeitsgruppe, welche die technischen Regeln für die Beurteilung von Netzurückwirkungen erarbeitet, diskutiert. Das soll dazu beitragen, dass die Ergebnisse künftige Versionen der TRBNr DACHCZ ergänzen können. Dadurch, dass Ergebnisse in die künftigen technischen Regeln einfließen können, wird ein Multiplikationseffekt erzielt, da die TRBNr DACHCZ ein wesentliches Planungsinstrument der meisten VNB sind.

Sollten künftige Überarbeitungen von Normen bezüglich Spannungsqualität, wie die EN 50160, anstehen, so wird ein Vertreter der BFH als Vorsitzender die Erkenntnisse des Projekts in die dafür zuständige TK 8 (Systemaspekte der elektrischen Energieversorgung) des CES (Comité Électrotechnique Suisse) einfließen lassen können.

Ein Vertreter der HES-SO Valais-Wallis ist Mitglied der Working Group 8 (WG 8) des technischen Komitees IEC TC 77A der IEC. Die WG 8 ist verantwortlich für die Beschreibung der elektromagnetischen Umgebung im Zusammenhang mit Störungen in Stromversorgungsnetzen. Durch die Vertretung in der



Gruppe ist es möglich, die Projektergebnisse bei künftigen Weiterentwicklungen von Standards zu berücksichtigen.

Projekt PLANET: Optimale Nutzung der Technischen Regeln bei einer effizienten Netzplanung

Zur Koordination der Spannungsqualität im Verteilnetz und zur Beurteilung von Anschlussgesuchen verwenden die Verteilnetzbetreiber (VNB) die «Technischen Regeln für die Beurteilung von Netzurückwirkungen DACHCZ» (TRBNr DACHCZ) [19]. Sie sollen eine hohe Sicherheit bieten, dass die Spannungsqualität (PQ) gemäss EN 50160 eingehalten wird. Dabei ist zu beachten, dass bei den Empfehlungen in den TRBNr DACHCZ bewusst die Möglichkeiten von intelligenten Systemen in Verteilnetzen ausgeklammert werden. Das aktuelle Projekt QuVert und auch bereits das vorherige Projekt OptiQ haben aufgezeigt, dass die Qualitätsreserven in Verteilnetzen oftmals gross sind. Es stellt sich also die Frage, ob die aktuellen Planungsgrundsätze für einen kosteneffizienten Netzausbau ausreichen oder ob Ergänzungen in Bezug auf den Einsatz von sogenannten Smart-Grid-Technologien möglich sind.

Für die korrekte Anwendung der TRBNr DACHCZ ist die Kenntnis von Gleichzeitigkeitsfaktoren und des Ausnutzungsgrades (inkl. N-1-Prinzip) des Netzes essenziell. Dies hat einen entscheidenden Einfluss auf den Netzbau und auf die Berechnung der Emissionsgrenzwerte gemäss TRBNr DACHCZ. Daher wird in einem nächsten Projekt mit dem Namen PLANET (Optimale Nutzung der Technischen Regeln bei einer effizienten Netzplanung) die aktuelle Praxis bei den VNB verglichen und die Spannungsqualität in ausgewählten Netzen analysiert, um spezifischere Erkenntnisse zu erzielen und Empfehlungen in Ergänzung zu den TRBNr DACHCZ abzugeben. Labormessungen ergänzen die Analysen durch die Untersuchung von Netzurückwirkungen von modernen Geräten in verschiedenen Versorgungsstrukturen. Schliesslich wird ein Open-Source-Software-Tool fertiggestellt, das die Beurteilung von Anschlussgesuchen nach der neusten Version 3 der TRBNr DACHCZ unterstützt und zusätzlich die Erkenntnisse des Projekts miteinbezieht.

Das Ziel des Projekts PLANET ist aufzuzeigen, in welchen Gebieten und inwieweit die Anwendung von heutigen Planungsregeln in den Verteilnetzen einen optimaleren Netzausbau behindert und wie dies verbessert werden kann, indem die Hauptprobleme identifiziert und Lösungen entwickelt werden. Die im aktuellen Projekt erarbeiteten Erkenntnisse zu den im Netz vorhandenen Qualitätsreserven und zu den Einflüssen darauf sind für das Projekt PLANET von grossem Nutzen.



9 Publikationen

Diverse Publikationen sind an Veranstaltungen, in Fachzeitschriften und in Weiterbildungskursen erfolgt. Sie sind hier chronologisch aufgelistet:

- Während eines Online-Praxisforums von Swisspower sind am 3.12.2020 die Ziele und das Vorgehen verschiedenen Stadtwerken vorgestellt worden.
- Die Projektziele und das Vorgehen im Projekt wurden am 18.12.2020 am sogenannten «researchXchange» der Berner Fachhochschule mittels Präsentation insbesondere der Forschungs-Community der BFH, aber auch einigen externen Teilnehmenden vorgestellt.
- Der VSE-Kommission Versorgungsqualität wurden die Ziele und das Vorgehen am 7.4.2021 während eines Online-Meetings dargestellt.
- In Olten konnten am 9.9.2021 die Ziele und das Vorgehen an der Fachtagung Netztechnik des VSE einem Fachpublikum präsentiert werden.
- Zusammen mit dem Projektpartner Camille Bauer Metrawatt hat die BFH ein mehrtägiges Praxisseminar «Fachspezialist nach NIV (EN 50160 und EMV, EMF)» durchgeführt. Am 8.6.2022 wurden dabei den Teilnehmenden die Projektziele und das Vorgehen im Projekt in Form einer Präsentation vorgestellt.
- In der Fachzeitschrift Bulletin.ch von Electrosuisse wurde in der Ausgabe 04/2023 ein Artikel mit dem Titel «Qualitätsreserven in Verteilnetzen» veröffentlicht. Dabei wurden die Projektziele, das Vorgehen und eine Auswahl an Resultaten beschrieben [20].
- Am Solar-Update von Swissolar wurde am 8.11.2023 in Bern eine Auswahl an Projektergebnissen einem umfangreichen Fachpublikum präsentiert.
- An der Fachtagung Versorgungsqualität des VSE in Brunnen konnten am 7.12.2023 Ergebnisse wesentlichen Fachkräften aus dem Bereich der Spannungsqualität präsentiert werden. Das Publikum bestand grösstenteils aus PQ-Fachleuten aus der Schweiz und vereinzelt aus Deutschland.
- Im Laufe des Projekts sind die bei den einzelnen Netzbetreibern durchgeführten Analysen den betreffenden Netzbetreibern intern präsentiert worden, womit die Ergebnisse mit einem breiteren Publikum innerhalb der Unternehmen geteilt werden konnten.

Weiter sind folgende Publikationen geplant:

- Die Projektergebnisse werden in einem weiteren Artikel der Fachzeitschrift Bulletin.ch von Electrosuisse veröffentlicht. Vorgesehen ist ein Artikel in der Ausgabe 03/2024, die im Mai 2024 erscheinen wird.
- Der VSE wird für eine Publikation auf ihrer Webseite strom.ch angefragt.
- Durch ein Referat während einer Veranstaltung der PQ-Fachgruppe CH in Aarau werden die Projektergebnisse während des Jahres 2024 mit PQ-Fachleuten aus der Schweiz geteilt.
- Wesentliche Projektergebnisse werden auch in die künftigen Diskussionen des internationalen Arbeitskreises EMV & Power Quality (DACHCZ) einfließen (Kapitel 8).
- Obige Liste ist nicht abschliessend und weitere Publikationen können erfolgen.



10 Literaturverzeichnis

- [1] VSE, OE und C. VDE FNN, «Technische Regeln für die Beurteilung von Netzrückwirkungen D-A-CH-CZ, Teil A: Grundlagen,» 2021. [Online]. Available: www.strom.ch/dachcz. [Zugriff am 15 01 2024].
- [2] «SN EN 50160:2022, Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen,» Cenelec, 2022.
- [3] M. Markstaler, K. Frick und M. Höckel, «Bulletin.ch,» Wie viel Photovoltaik verträgt das Verteilnetz?. [Online]. Available: <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/wie-viel-pv-vertraegt-das-verteilnetz.html>. [Zugriff am 30 01 2024].
- [4] Swissolar, «Merkblatt Photovoltaik Nr. 13: Planung und Installation von stationären Batteriespeichern,» 2022.
- [5] W. Cole, C. Augustine und A. W. Frazier, «Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update,» 2021.
- [6] «IEC 61000-2-2:2002+AMD1:2017+AMD2:2018, Electromagnetic compatibility (EMC) - Environment - Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems,» IEC, 2018.
- [7] «IEC 61000-4-30:2015+AMD1:2021, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods,» IEC, 2021.
- [8] «IEC TR 61000-2-15:2023, Electromagnetic compatibility - Part 2-15: Description of the characteristics of networks with high penetration of power electronic converters,» IEC, 2023.
- [9] «IEC 61000-2-4:2002, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-4: Environment - Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances,» IEC, 2002.
- [10] «SN EN 50065-1:2011, Signalübertragung auf elektrischen Niederspannungsnetzen im Frequenzbereich 3 kHz bis 148,5 kHz - Teil 1: Allgemeine Anforderungen, Frequenzbänder und elektromagnetische Störungen,» Electrosuisse, 2011.
- [11] VSE, OE, VDE FNN und CSRES, «Technische Regeln für die Beurteilung von Netzrückwirkungen D-A-CH-CZ, Teil B: Anforderungen und Beurteilung, Abschnitt I Niederspannung,» 2021. [Online]. Available: www.strom.ch/dachcz. [Zugriff am 15 01 2024].
- [12] VSE, OE, VDE FNN und CSRES, «Technische Regeln für die Beurteilung von Netzrückwirkungen D-A-CH-CZ, Teil B: Anforderungen und Beurteilung, Abschnitt II Mittelspannung (2022),» 2022. [Online]. Available: www.strom.ch/dachcz. [Zugriff am 15 01 2024].
- [13] VSE, OE, VDE FNN und CSRES, «Technische Regeln für die Beurteilung von Netzrückwirkungen D-A-CH-CZ, Teil B: Anforderungen und Beurteilung, Abschnitt III Hochspannung (2023),» 2023. [Online]. Available: www.strom.ch/dachcz. [Zugriff am 15 01 2024].
- [14] Berner Fachhochschule, Camille Bauer Metrawatt, AEW, BKW, CKW, Energie Service Biel/Bienne, Energie Thun, EW Höfe, ewz, IB-Murten, Primeo Energie, Repower, Secure Switzerland und SIG, «Projekt PLANET,» [Online]. Available: <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=53721>.



- [15] S. Schori, M. Höckel, L. Heiniger, T. Novais, R. Buntschu, D. Roggo, B. Evéquo und L. Capponi, «Projekt OptiQ – Schlussbericht und Berichte der Arbeitspakete 1-5,» 2020. [Online]. Available: <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=38729>.
- [16] P. Noth, «Effizientes Spannungsqualitäts-Messmanagement,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2018.
- [17] P. Noth, «Spannungsqualitäts-Messungen im Mittelspannungsnetz der BKW – Projektarbeit 2,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2017.
- [18] L. Heiniger, S. Schori und M. Höckel, «Projekt OptiQ, WP 1, Übertragungsverhalten von MS/NS-Spannungswandlern,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2018.
- [19] VSE, OE, VDE FNN und CSRES, «Technische Regeln für die Beurteilung von Netzrückwirkungen,» 2021. [Online]. Available: <http://www.strom.ch/dachcz>.
- [20] S. Schori, M. Höckel und R. Buntschu, «Qualitätsreserven in Verteilnetzen,» 19 06 2023. [Online]. Available: <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/qualitaetsreserven.html>. [Zugriff am 17 01 2024].
- [21] S. Lodetti, A. Gallarreta, D. Ritzmann, V. Khokhlov, P. Wright, J. Meyer, I. Fernández und D. de la Vega, «On the suitability of the CISPR 16 method for measuring conducted emissions in the 2–150kHz range in low voltage grids,» *Electric Power Systems Research*, Bd. Volume 2016, Nr. 109011, March 2023.
- [22] «SN EN 50549-1:2019, Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen - Teil 1: Anschluss an das Niederspannungsverteilstromnetz bis einschließlich Typ B,» Electrosuisse, 2019.
- [23] «SN EN 50549-2:2019, Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen - Teil 2: Anschluss an das Mittelspannungsverteilstromnetz für Erzeugungsanlagen bis einschließlich Typ B,» Electrosuisse, 2019.
- [24] «VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2018-11, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,» VDE, 2018.
- [25] «SN EN 50549-10:2022, Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen - Teil 10: Prüfanforderungen für die Konformitätsbeurteilung von Erzeugungseinheiten,» Cenelec, 2022.
- [26] «Werkvorschriften CH (WV – CH 2021), Technische Anschlussbedingungen (TAB) für den Anschluss von Verbraucher-, Energieerzeugungs- und elektrischen Energiespeicheranlagen an das Niederspannungsnetz,» VSE, 2021.
- [27] BDEW, «Standardlastprofile,» BDEW, 2023. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>. [Zugriff am 21 12 2023].



11 Anhang

11.1 Gemessene Parameter

Parameter	Phase	Art
Spannungseffektivwerte	alle Phasen einzeln	MIN, AVG, MAX
Stromeffektivwerte	alle Phasen einzeln	MIN, AVG, MAX
Spannungsunsymmetrie	Dreiphasig	MIN, AVG, MAX
Kurzzeit-Flicker	alle Phasen einzeln	AVG
Gesamtoberschwingungsgehalt der Spannung	alle Phasen einzeln	MIN, AVG, MAX
Oberschwingungsspannungen	alle Phasen einzeln	AVG
Zwischenharmonische Spannungen, 2. (100 – 150 Hz) bis 50. (2500 – 2550 Hz)	alle Phasen einzeln	AVG
Oberschwingungsströme und zwischenharmonische Ströme gleich wie Spannungen	alle Phasen einzeln	AVG
Langzeit-Flicker	alle Phasen einzeln	AVG
Wirkleistung	Dreiphasig	MIN, AVG, MAX
Blindleistung	Dreiphasig	MIN, AVG, MAX
Scheinleistung	Dreiphasig	MIN, AVG, MAX

Tabelle 7: Gemessene PQ-Parameter



11.2 Messkampagne Netz B

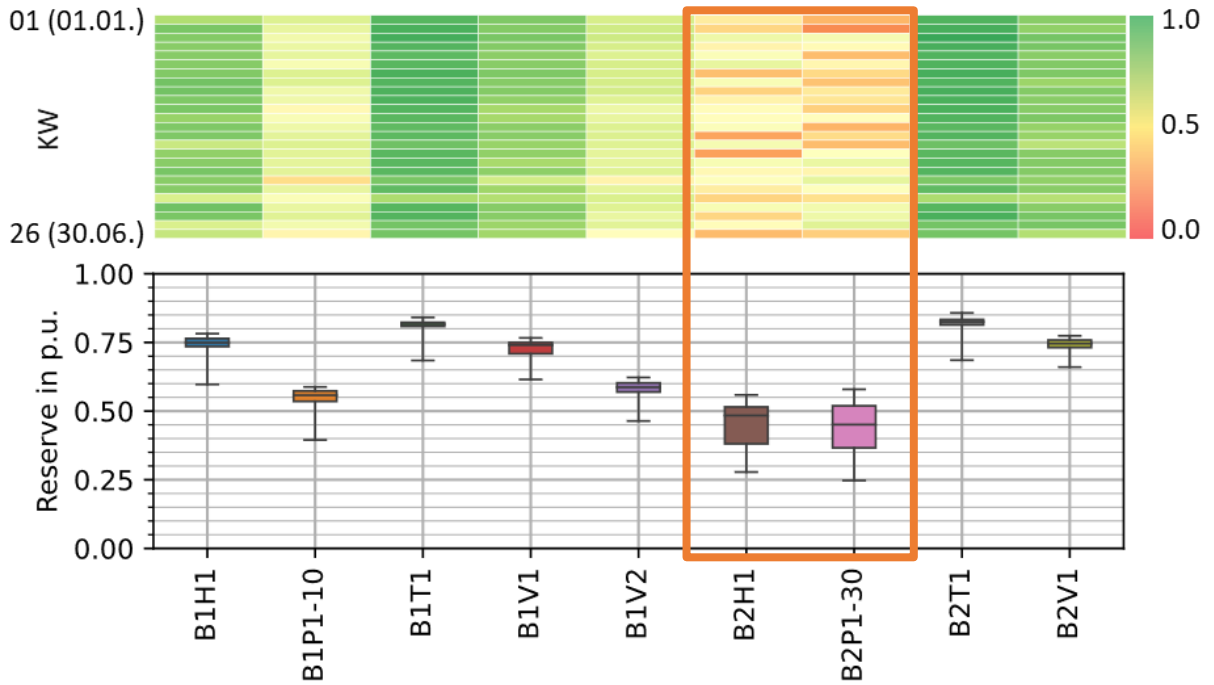


Abbildung 58: Zeitverlauf und Boxplots der Reserve des normrelevanten Wertes des Langzeitflickers, erstes Halbjahr 2022, Netz B

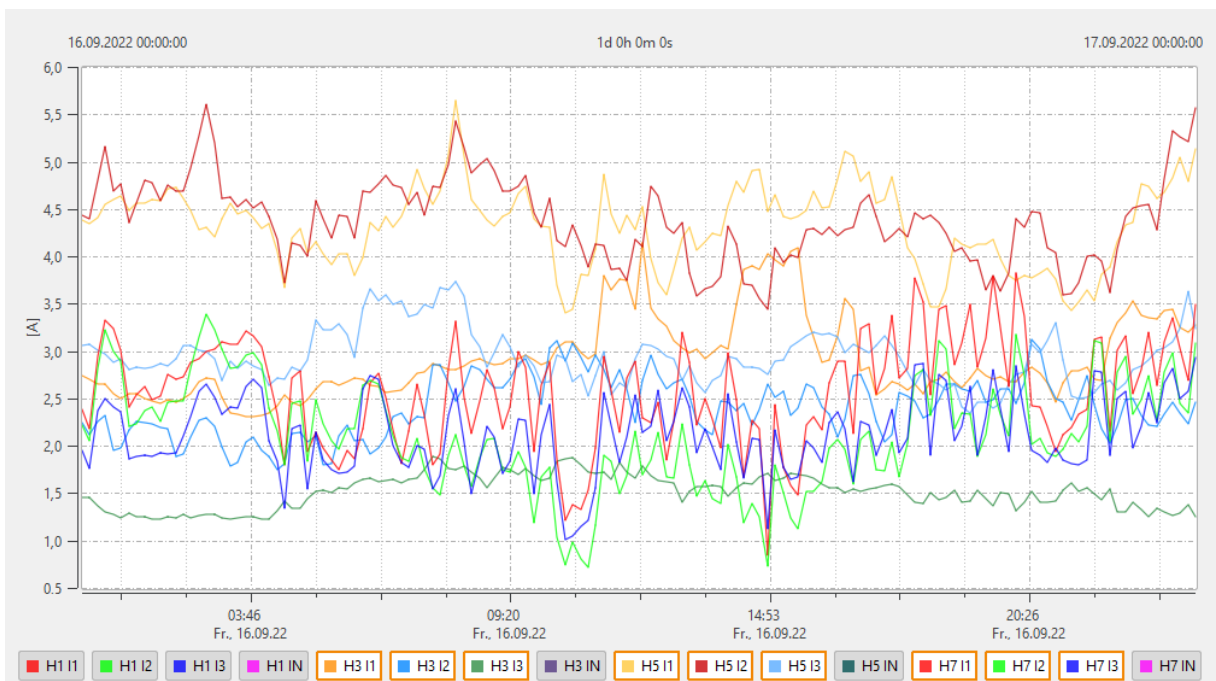


Abbildung 59: 3., 5. und 7. Stromharmonische im Tagesverlauf, Messpunkt C1P1-60, 16.09.2022

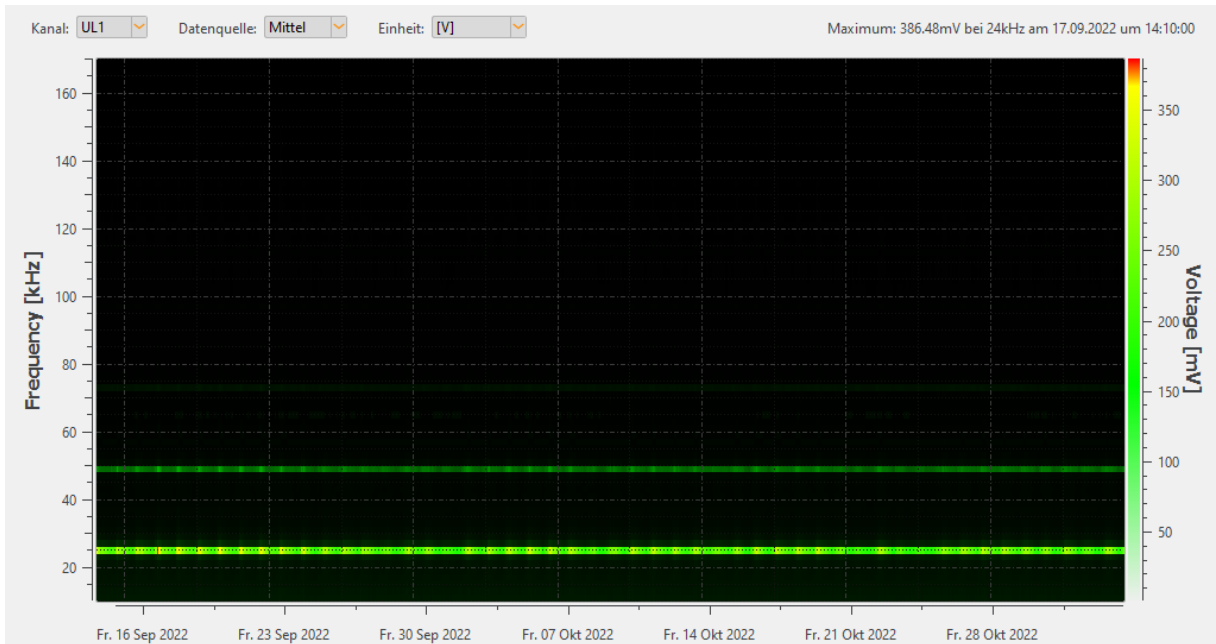


Abbildung 60: Supraharmonische Spannungen am Messpunkt C1P1-60

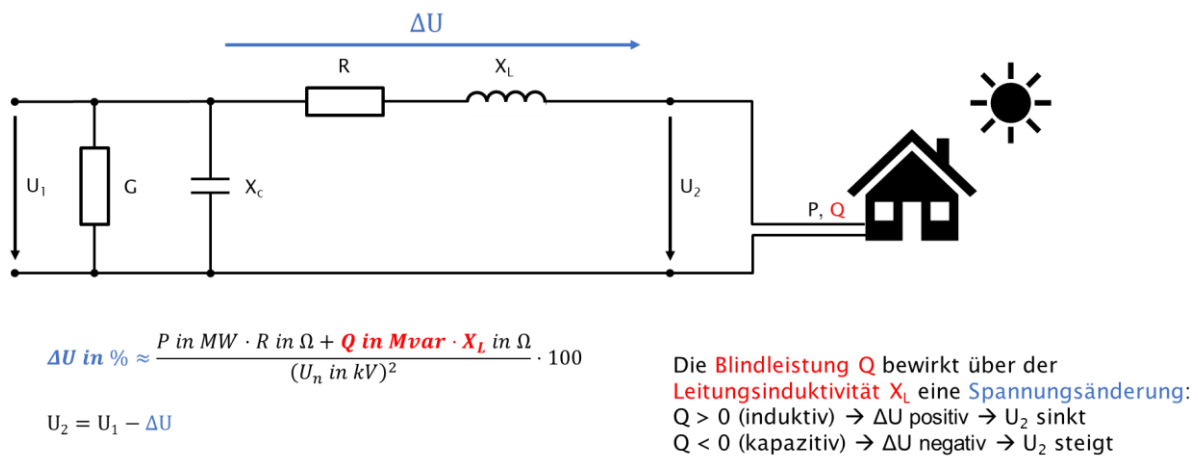


Abbildung 61: Spannungsänderung durch Blindleistung



11.3 Auswirkungen auf das Netz durch Zubau von Anlagen ohne Massnahmen

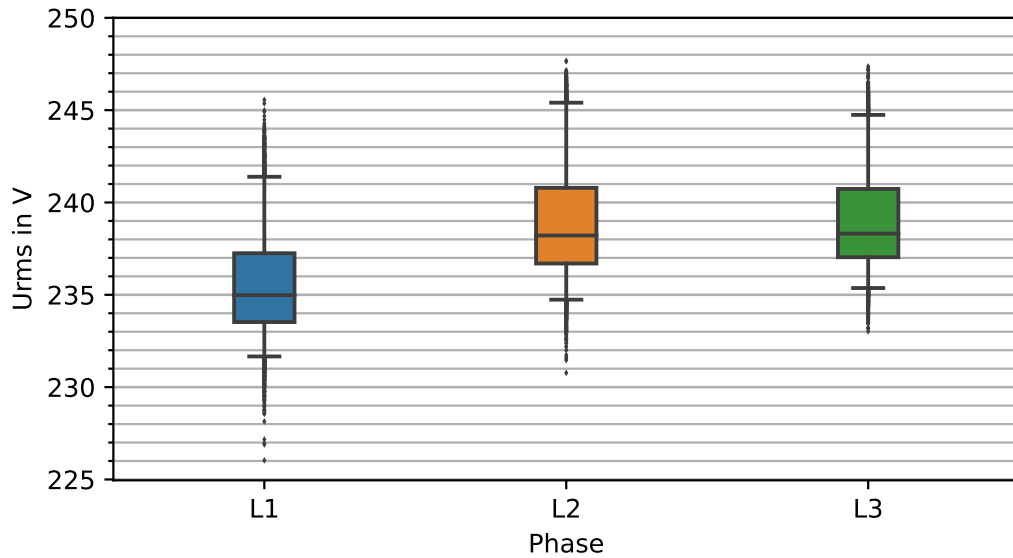


Abbildung 62: Spannung als Boxplot am Messpunkt C1V2 im Zeitraum 16.06.2022 bis 07.08.2022

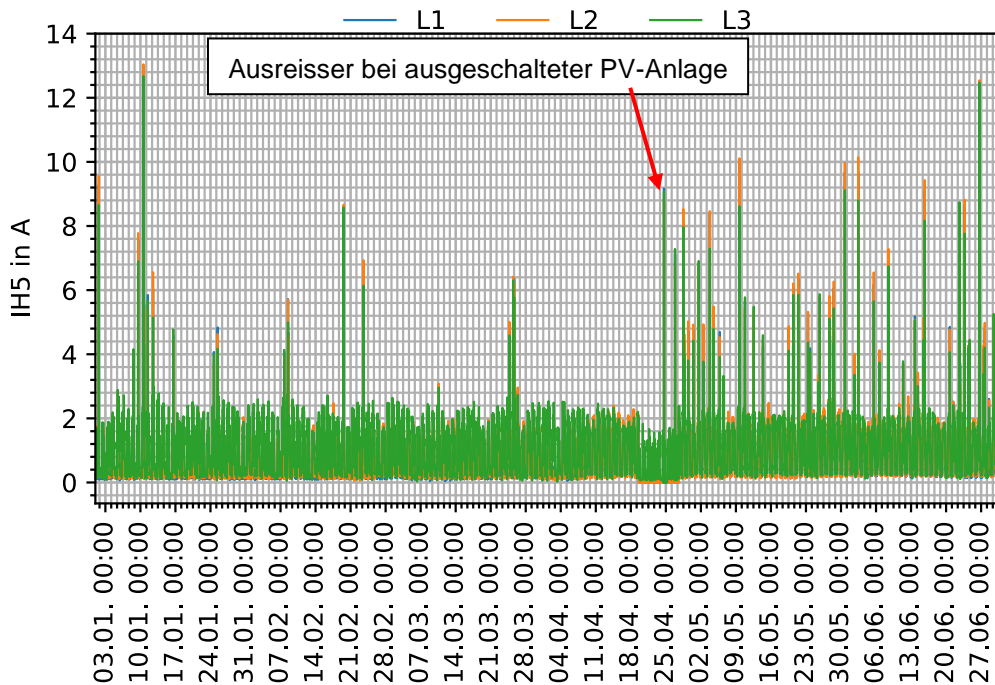


Abbildung 63: Zeitverlauf I_{h5} , 1. Halbjahr 2022, Messpunkt D1P1-85



11.4 Aktivitäten der IEC TC 77A WG8

11.4.1 IEC 61000-4-30: Messung des Frequenzbereichs von 2 bis 150 kHz

Wie im Kapitel 5.2.1 beschrieben, definiert die Norm IEC 61000-2-2 die Kompatibilitätspegel für leitungsgebundene Spannungsemissionen (Abbildung 64).

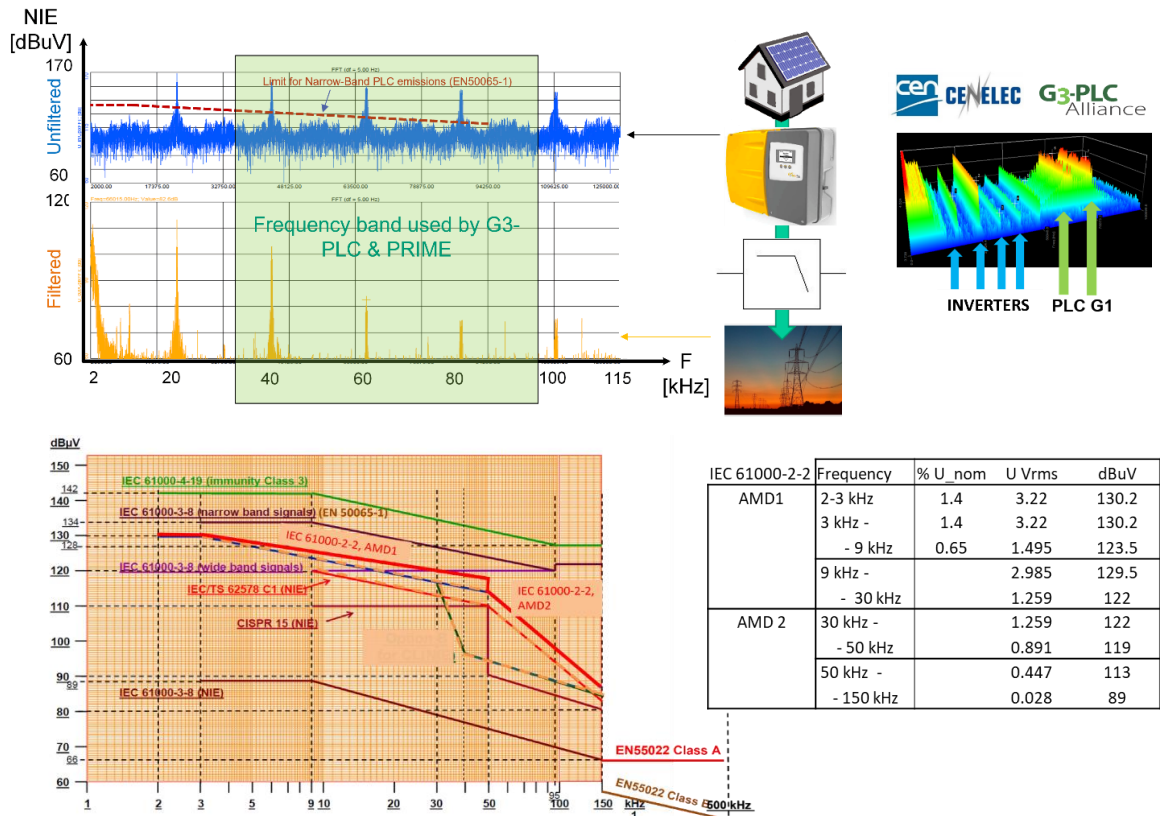


Abbildung 64: Die in IEC 61000-2-2 definierten Verträglichkeitspegel im Vergleich zu anderen Normen (G. Bartak, D. Roggo)

Die Messmethoden für Störpegel liegen ausserhalb des Anwendungsbereichs der Norm. Die Pegel werden im Sinne von CISPR 16 Quasi-Peak (QP) in Abstimmung mit der Definition von Emissionsgrenzwerten für Geräte durch CISPR definiert. Es wird relativ einfach sein, die Pegel und Prüfvorschriften für die Emissionsnormen für Geräte im EMV-Labor anzupassen. Obwohl die Änderung hauptsächlich dazu diente, Netzkommunikationssysteme, die im Smart Metering eingesetzt werden, vor nicht beabsichtigten Emissionen zu schützen, wurde die Eignung für die Bewertung von Störpegeln im Netz nicht angemessen berücksichtigt. Die in CISPR beschriebene Methode zur Erkennung von Quasi-Peak-Werten ist für PQ- und Feldmessungen nicht geeignet. Sie ist zeit- und rechenaufwändig und beinhaltet keine Aggregation. Die Ergebnisse im Rahmen von Netzzrückwirkungen sind komplex zu interpretieren.

Ein optimiertes Messverfahren für die Emissionsbewertung im Frequenzbereich von 2 bis 150 kHz, das mit der Norm IEC 61000-2-2 kompatibel ist und Ergebnisse liefert, die mit CISPR übereinstimmen, sollte definiert, bewertet und vereinbart werden. Das Framework dafür ist in Abbildung 65 dargestellt.

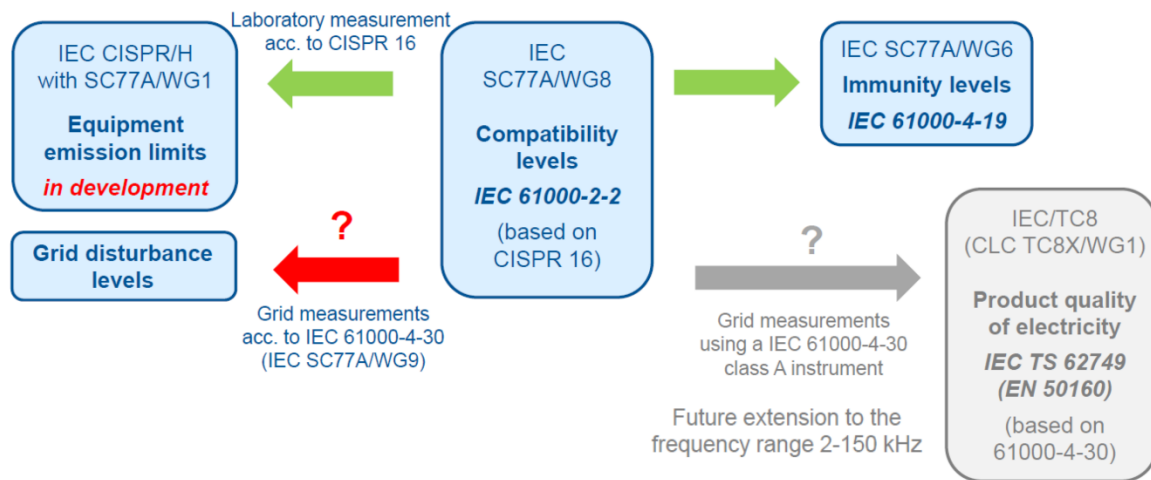


Abbildung 65: Framework für die Standardisierung der leitungsgebundenen, nicht absichtlichen Emissionen

(Jan Meyer, TU Dresden, 2021)

Eine Ad-hoc-Arbeitsgruppe innerhalb der IEC 77 WG 9 mit Experten von EDF, NPL, Siemens, TU Dresden und UPV/EHU hat die Aufgabe mit Unterstützung von EURAMET im Jahr 2021 übernommen. Ziel ist es, eine effiziente und wirtschaftliche Methode zu entwickeln, die für schnelle Messungen zur Erkennung von Störungen im Feld geeignet ist und die Betreiber von Stromnetzen und Wartungspersonal für Netzkommunikationssysteme zufriedenstellt.

Zwei in der IEC 61000-4-30 [7], 4. Auflage, vorgeschlagene Methoden zur QP-Bewertung im Bereich von 9 bis 150 kHz wurden geprüft und verglichen (Abbildung 66): die sFFT-Methode auf der Grundlage von CISPR (ANHANG D der Norm) und die Light QP mit Aggregationsfunktion (Anhang E der Norm). Nach umfangreichen Arbeiten und Bemühungen kam die WG 9 zu dem Schluss, dass beide Methoden keine ähnlichen Ergebnisse liefern. Trotz der eindeutigen Vorteile der Light-PQ-Methode in Bezug auf die Rechenkosten, die Speicherressourcen und die einfache Implementierung in preiswerte PQ-Geräte, ihrer Übereinstimmung mit den im Frequenzbereich bis 9 kHz angewandten Methoden und einer zufriedenstellenden Charakterisierung von Störspitzen und Amplitudenschwankungen, hat die Light-QP-Methode das Rennen verloren. Im Vergleich zur sFFT-Methode sind einige Nachteile zu nennen: fehlende Charakterisierung von Spannungsamplitudenschwankungen in Teilzyklen (kleiner 20 ms), Überschätzung der Bandbreiten und Unterschätzung von Störungen mit schmaler Bandbreite unter 200 Hz. Der Hauptgrund für die Nichtbeibehaltung in der zukünftigen IEC 61000-4-30 ist jedoch die Nichtübereinstimmung mit CISPR 16. Eine technische Veröffentlichung fasst die Methodik und das Ergebnis der vergleichenden Analyse zusammen [21].

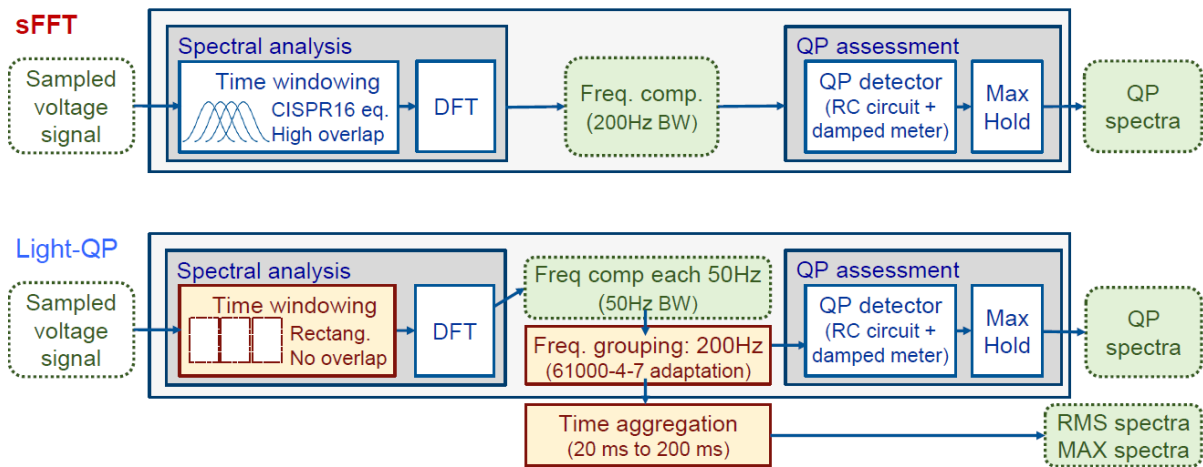


Abbildung 66: Messmethoden und Implementierung, die in den Vergleich einbezogen wurden
(IEC 77A WG 9 / University of Basque Country)

Das Fehlen einer vereinfachten Methode mit effizienten Aggregationsfunktionen stellt eine sehr problematische Situation für das gesamte Projekt zum Schutz von Netzkommunikationssystemen und zur Bereitstellung von Tools für eine schnellere Einführung der Smart-Grid-Infrastruktur dar. Da der Prozess in der Vergangenheit unter Unstimmigkeiten zwischen den Interessengruppen litt, ist die aktuelle Situation bei der Messmethode nicht unbedingt auf denselben Grund zurückzuführen. Eine natürliche «Abschottung» zwischen den Normungskomitees führte zu einem Mangel an Kommunikation zwischen Experten aus verschiedenen Bereichen. Die Experten der WG 8 haben wahrscheinlich nicht genug Wert daraufgelegt, auf eine geeignete Messtechnik für Feldmessungen hinzuweisen. Die Unterstützung des SupraEMI-Projekts durch EURAMET im Rahmen der EMPIR-Finanzierung ermöglichte es, einige der technischen Barrieren zu überwinden. Bevor ein besserer Kompromiss gefunden werden kann, muss noch viel gemeinsame Arbeit geleistet werden.

Folgendes wird empfohlen:

- Die Zusammenarbeit zwischen den Nutzern und den Experten für Messtechnik sollte weiter unterstützt werden
- Man sollte sich trauen, eine Überprüfung zu verlangen und den tatsächlichen Bedarf zu ermitteln
- Entwicklung einer angemessenen, aber kosteneffizienten Lösung
- Bewertung der Methoden durch Labor- und Feldtests
- Bereitstellung von Unterstützung für Experten aus dem Forschungsbereich, um an Normungsprozessen teilzunehmen

Die folgenden Themen sollten bearbeitet werden:

- Ausweitung des Prozesses auf höhere Frequenzen, die gegebenenfalls für Smart Metering im Breitbandbereich verwendet werden
- Methoden zur Bewertung der Wechselwirkungen zwischen Wechselrichtern und leitungsgebundenen Kommunikationssystemen für Smart Meter



11.4.2 IEC TR 61000-2-15: Netze mit hoher Durchdringung von Umrichtern mit Leistungselektronik

Der technische Bericht IEC TR 61000-2-15:2023 befasst sich mit den Phänomenen, die die Spannungsqualität in modernen Verteilnetzen mit hoher Durchdringung von Umrichtern mit Leistungselektronik beeinflussen. Das Dokument enthält Fallstudien zu Resonanzen im Netz, zur Zeit- und Frequenzabhängigkeit der Netzimpedanz, zur Ausbreitung von Oberschwingungen sowie zu Stabilitäts- und Instabilitätsproblemen der Geräte, wobei der Schwerpunkt auf der Wechselwirkung zwischen den Umrichtern und den Stromnetzen liegt. Jeder Fall wird eingehend analysiert, wobei der Schwerpunkt auf der Modellierung und der Validierung vor Ort liegt. Es werden auch Erläuterungen zur Ausbreitung von Supraharmonischen und von Kommunikationssignalen gegeben. Es werden alle Arten von Umrichtern berücksichtigt: PV-Wechselrichter, Elektrofahrzeugbatterie-Ladegeräte, Haushaltsgeräte usw.

Der Zweck des Dokuments ist es, einen besseren Einblick in die Spannungsqualitätsphänomene in modernen Netzen zu erhalten, mit dem Ziel, die Entwicklung von PQ-Normen zu beeinflussen und gegebenenfalls eine neue Norm zu initiieren, die eine bessere und sicherere Integration einer grossen Anzahl von Umrichtern in die Verteilnetze ermöglicht (d.h. IEC 61000-2-4 Wartung). Ein Partner aus dem Projekt QuVert hat aktiv zur Erstellung des Dokuments beigetragen, insbesondere mit den folgenden Abschnitten:

- 2.2 Analyse und Modellierung einer Elektrofahrzeug-Ladestation mit PV-Produktion
- 4.1 Grosse PV-Anlagen mit Auswirkungen einer grossen Anzahl von PV-Umrichtern
- 5.1 Analyse eines einphasigen Wechselrichtermodells mit LCL-Filter unter Verwendung des Nyquist-Kriteriums
- 7.3 Wichtigste Ergebnisse

Bei jedem dieser Themen lag der Schwerpunkt auf der Rolle, die die frequenzabhängige Netzimpedanz (fNI) in modernen Netzen spielt. Die Netzimpedanz wirkt sich auf die Ausbreitung von Harmonischen und Supraharmonischen sowie auf die Netzstabilität aus. Bei aktiven Einspeisewandlern, wie PV-Wechselrichtern, Batteriewandlern, Windturbinen oder Grossverbrauchern, formen Stromregler die Netzimpedanz im Oberschwingungsfrequenzbereich «aktiv». Alle leistungselektronischen Geräte formen die Netzimpedanz im Frequenzbereich der Supraharmonischen mit ihren EMV-Filtern «passiv». Wie in den Abschnitten 5.1 und 7.3 von IEC TR 61000-2-15 dargestellt, hat die Netzimpedanz wiederum einen entscheidenden Einfluss auf die Stabilität von Reglern in Umrichtern. Im Rahmen des QuVert-Projekts wurden einige Anstrengungen unternommen, um die im technischen Bericht der IEC dargestellten Fakten zu veranschaulichen.

Ausgewählte Empfehlungen aus IEC TR 61000-2-15 für Netzbetreiber zur Verringerung des Störrisikos sind:

- Beibehaltung starker Netze mit niedriger Impedanz, nicht nur bei der Netzfrequenz, sondern auch über den gesamten betrachteten Frequenzbereich
- Berücksichtigung angemessener Oberschwingungs- und Oberschwingungsemissionspegel, die gemeinsam mit dem Ziel optimiert werden, ein stark kapazitives Impedanzverhalten aufgrund von EMV-Filtern zu vermeiden
- Anwendung fortschrittlicher Messtechniken sowohl auf der Netzseite als auch für eine kontinuierliche Diagnoseüberwachung am Verbindungspunkt zwischen den Umrichtern und dem Netz
- Da Umrichter einen Einfluss auf die Netzstabilität haben, sollte qualitativ hochwertigen Produkten Vorrang eingeräumt werden. EMV-Filter mit induktiven statt kapazitiven Eigenschaften auf der Netzseite oder aktive Filtertechniken sind teurer und können den Gesamtwirkungsgrad verringern, sie können jedoch Resonanzen aufgrund von stark kapazitiven Netzanschlüssen verhindern



Der Bericht schlägt vor, dass die Effizienz beziehungsweise der Wirkungsgrad eines Produkts nicht nur bezüglich der Nennfrequenz des Netzes definiert wird. In Zukunft könnte der «Wirkungsgrad» ganzheitlicher betrachtet werden, indem auch ein netzdienliches Design in Bezug auf die EMV berücksichtigt wird. Künftige Normen für die Netzintegration und Grid Codes könnten für grosse aktive Einspeisewandler eine Mindestimpedanz aus der Sicht des Netzes vorschreiben.

Das folgende Beispiel aus den Messkampagnen des Projekts QuVert zeigt die Variation der Netzimpedanz im Frequenzbereich der Oberschwingungen (Abbildung 67). Es zeigt einen qualitativen Zusammenhang zwischen den höchsten gemessenen Netzimpedanzwerten und den von einem 150-kWp-PV-Wechselrichter erzeugten Stromüberschwingungen der 7., 15. und 21. Ordnung. Für genauere Aussagen und quantitative Schätzungen wären weitere Messungen vor Ort, an mehreren Anschlusspunkten und zu verschiedenen Tageszeiten erforderlich. Die synchronisierten Messungen sollten sowohl Betrag und Phase der Oberschwingungen als auch die Netzimpedanz umfassen. Dies spricht für die Verfügbarkeit synchronisierter Netzanalysatoren mit höherer Frequenzauflösung, höherer Bandbreite und Datenprotokollierung zu erschwinglichen Kosten.

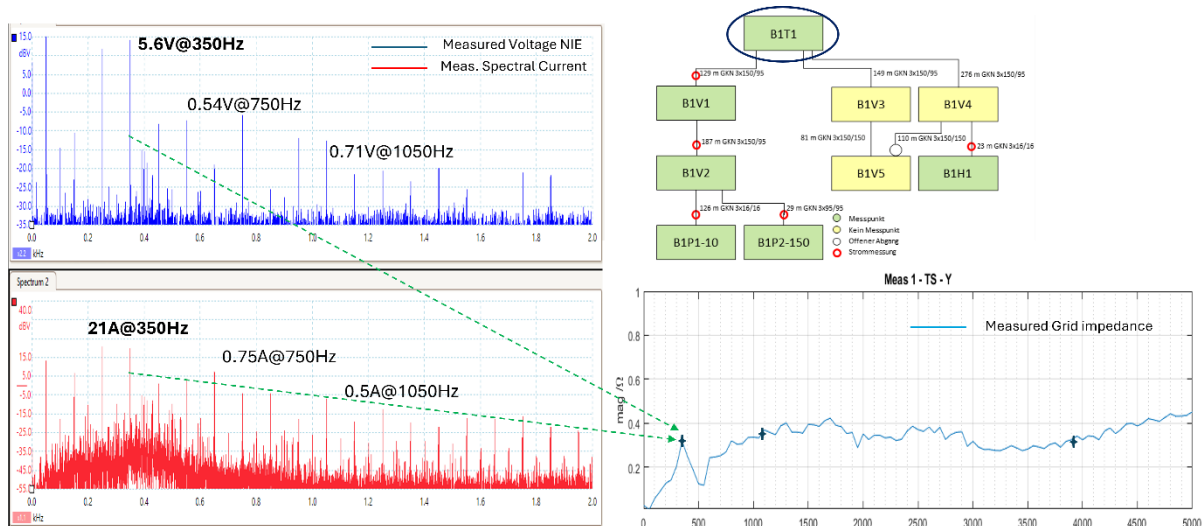


Abbildung 67: Messungen der Netzimpedanz und Korrelation mit Spannungs- und Stromüberschwingungen an einem der Standorte

11.4.3 IEC 61000-2-4: Verträglichkeitspegel für Spannungsüberschwingungen im industriellen Umfeld

Die Norm IEC 61000-2-4 befindet sich in der Überarbeitung. Das Kapitel 5.2.1 hat eine Übersicht dazu gegeben, welches die drei wesentlichen Punkte der vorgeschlagenen Änderungen sind. Im Folgenden sind diese drei Punkte beschrieben.

Anmerkung: Die Verträglichkeitspegel sind für Industriestandorte mit einer Nennspannung bis zu 35 kV und einer Nennfrequenz von 50 Hz oder 60 Hz definiert.

Klassifizierung von neuen Umgebungen

Fünf Umgebungsklassen und drei anlageninterne Verknüpfungspunkte sind neu definiert worden:

- Klasse 1: Geschützte Stromversorgungssysteme, deren Verträglichkeitspegel für Oberschwingungen aufgrund sehr empfindlicher Geräte (z. B. elektrische Messgeräte in Laboratorien, spezielle Automatisierungs- und Schutzeinrichtungen, spezielle Computer) niedriger sind als diejenigen in öffentlichen Netzen
- Klasse 2L: Übernahme aus IEC 61000-4-2 (2002) mit Oberschwingungspegeln unterhalb von 2 kHz ähnlich wie bei den Klassen 2a und 2b (nicht für Neuinstallationen empfohlen)



- Klasse 2a: (IPC 1) Industrielle Standorte, an denen es nicht vorgesehen ist, industrielle Geräte mit Leistungselektronik anzuschliessen (z. B. Büros)
- Klasse 2b: (IPC 2) Industrielle Standorte, an denen industrielle Geräte mit Leistungselektronik ohne Trenntransformator an Systeme der Klasse 2a angeschlossen werden sollen, oder an denen nicht-industrielle Standardgeräte angeschlossen werden (z. B. Beleuchtungsindustrie, Gewerbe)
- Klasse 3: (IPC 3) Industrielle Standorte, die durch einen Trenntransformator von Bereichen getrennt sind, in denen nicht-industrielle Geräte angeschlossen sind (z. B. Schwerindustrie)

IPC (In-plant point of coupling): Die innerbetrieblichen Verknüpfungspunkte sind die Punkte innerhalb eines nicht-öffentlichen Stromnetzes, für die die elektromagnetische Verträglichkeit in industriellen Netzen zu berücksichtigen ist. In der Praxis sollen Bereiche mit IPC 1 durch EMV-Filter vor Einflüssen aus Bereichen mit IPC 2 geschützt werden.

Kompatibilitätspegel für Spannungsharmonische 0-2 kHz

Auf Initiative von WG-8-Mitgliedern aus der Umrichter- und Antriebsindustrie wurde ein Vorschlag zur Erhöhung der Kompatibilitätspegel für ungerade und dreifache Harmonische im industriellen Umfeld in das Projekt zur Überarbeitung aufgenommen. Als Reaktion auf einen ersten Entwurf eines Vorschlags im Jahr 2020 baten die nationalen Komitees um Rückmeldungen zu elektromagnetischen Störungen, die durch einzelne Oberschwingungen im Frequenzbereich bis zu 2 kHz verursacht wurden, sofern solche erkannt worden waren. Hintergrundinformationen zu spezifischen Fragen wurden von Experten der WG 8 und mehreren nationalen Ausschüssen geliefert. Unter Bezugnahme auf einige Fälle in der Schweiz merkte das Nationale Komitee an, dass dreifache Harmonische zu einem Anstieg des Stroms durch den Neutralleiter führen können, was zu dessen Überlastung führt. Die Kopplung des Neutralleiterstroms mit der Abschirmung könnte auch zu einer unbeabsichtigten Auslösung der Erdschlusserkennung führen (zum Beispiel in Schreinereien vorgeschrieben).

Spannungsverzerrungen, die durch Asymmetrien zwischen der positiven und der negativen Halbwelle gekennzeichnet sind, können durch geradzahlige Harmonische verursacht werden, insbesondere durch die Harmonische zweiter Ordnung. Bestimmte Umrichter-Topologien, einschliesslich einfacher einphasiger Gleichrichter und Batterieladegeräte, können auf asymmetrisch verzerrte Spannungen mit erheblichen Gleichstrompegeln auf der Netzseite reagieren. Nach Einschätzung einiger Experten wurden die Risiken im Zusammenhang mit einer Erhöhung der Verträglichkeitspegel nicht ausreichend bewertet. Daher wurde keine Erhöhung der 2. und 4. Harmonischen für die Klassen 2a und 2b vorgeschlagen. In Klasse 3 blieb die 2. Harmonische unverändert (3 %). Die Verträglichkeitspegel für geradzahlige Harmonische höherer Ordnung wurden jedoch in Klasse 2 verdoppelt (1 % von der Grundschwingung) und im Vorschlag für Klasse 3 mit dem Faktor 2 bis 4 multipliziert. Die Verträglichkeitspegel für die dreifachen Harmonischen, ausser für die 21. Harmonische, werden nicht wesentlich erhöht.

Nach mehr als zweijährigen Diskussionen und mehreren Vorschlägen wurde die neueste Version des Committee Draft for Vote (CDV) im September 2023 zur Abstimmung vorgelegt. Auf Druck vieler Experten beschloss die WG 8, die niedrigeren Werte für Klasse 1 und Klasse 2L beizubehalten. Der Kompromissvorschlag für die Verträglichkeitspegel für die Klassen 2a und 2b ist in Abbildung 68 zusammengefasst. Es ist zu beachten, dass der Verträglichkeitspegel für den Gesamtüberschwingungsgehalt der Spannung (8 %) unverändert bleiben soll.

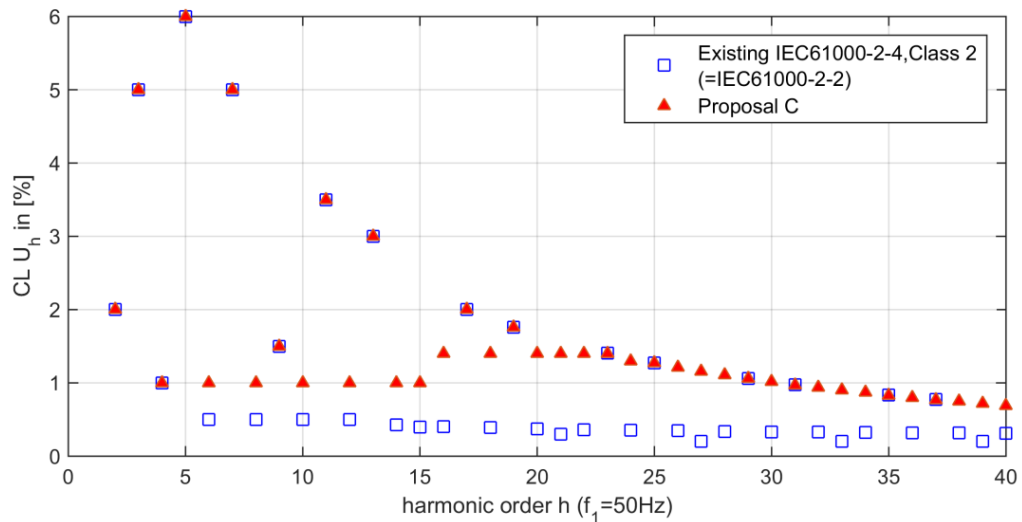


Abbildung 68: Kompromissvorschlag für die Verträglichkeitspegel für die Klassen 2a und 2b im Vergleich mit den bisherigen Pegeln

Dieser Vorschlag für die Verträglichkeitspegel stellt einen Kompromiss zwischen mehreren in der WG 8 diskutierten Vorschlägen dar, die wie folgt begründet werden:

- Eine geringere Erhöhung der Verträglichkeitspegel der Harmonischen bis zur 15. Ordnung, mit dem Ziel, moderate Anforderungen an die Störfestigkeit der Geräte und die damit verbundenen Kosten zu erfüllen.
- Eine etwas stärkere Erhöhung der Verträglichkeitspegel der geraden und dreifachen Harmonischen im höheren Frequenzbereich, von der 16. bis zur 40. Ordnung, mit dem Ziel, die neuen Emissionscharakteristiken moderner Geräte mit Leistungselektronik zu berücksichtigen, die wesentliche Elemente von energiesparenden Geräten und erneuerbarer Energieeinspeisung sind. Aktive Einspeisewandler arbeiten mit pulsweitenmodulierter Wandlung (PWM) mit Schaltfrequenzen im Bereich von einigen kHz und sehr geringen Emissionen unterhalb der Schaltfrequenz. Ein gut gedämpfter Tiefpassfilter begrenzt die Emissionen bei der Schaltfrequenz, jedoch können Filterresonanzen zu gewissen Verstärkungseffekten im Frequenzbereich von 1 kHz bis 2 kHz führen. Diese Aspekte wurden in dem bereits erwähnten Bericht IEC TR 61000-2-15 dokumentiert.

Die vorgeschlagenen Verträglichkeitspegel für gerade und ungerade Harmonische für die Umgebungen der Klasse 3 sind deutlich höher als in der vorherigen Ausgabe der Norm 61000-4-2 (Abbildung 69). Zu beachten sind die Werte der blauen Dreiecke (ursprünglicher Vorschlag) oder grünen Kreise (endgültiger Entwurf zur Abstimmung).

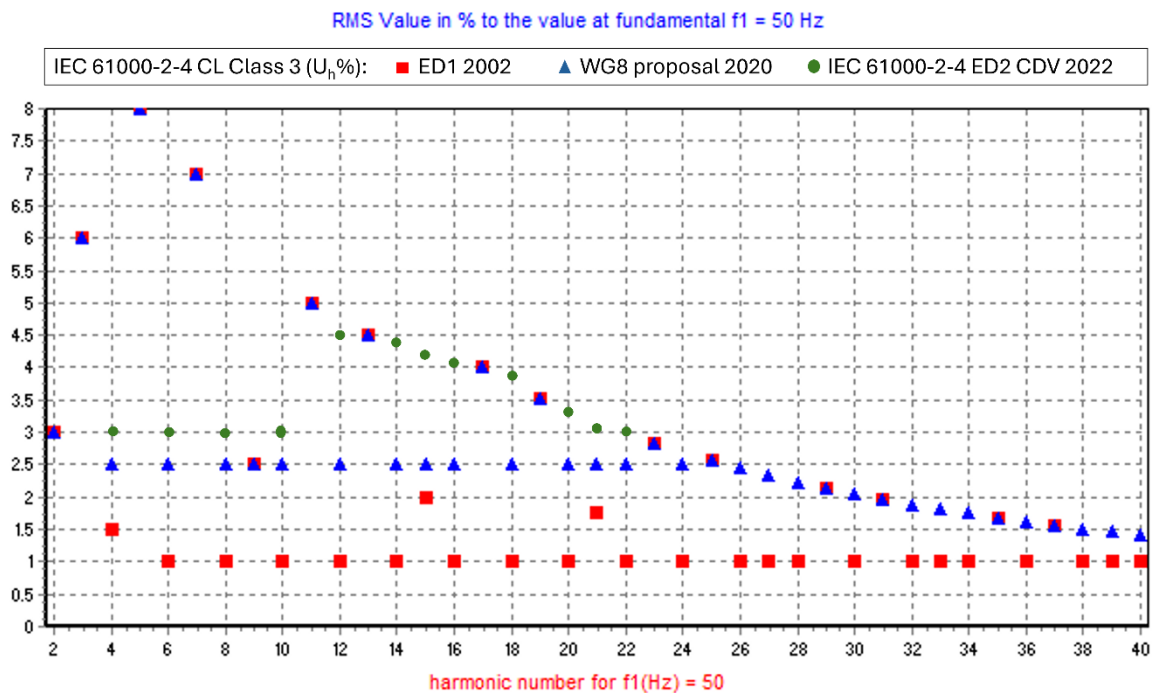


Abbildung 69: Vergleich von bisherigen Pegeln (rot), vom ursprünglichen Vorschlag (blau) und vom endgültigen Entwurf zur Abstimmung (grün) für die Verträglichkeitspegel der Klasse 3

Verträglichkeitspegel 2 kHz bis 150 kHz

Für die Klassen 1 und 2a (IPC 1) entsprechen die Verträglichkeitspegel für Spannungsverzerrungen im «Differential Mode» oberhalb der 40. Harmonischen bis zu 9 kHz und von 9 kHz bis 150 kHz den in IEC 61000-2-2 AMD 1 und AMD 2 definierten Verträglichkeitspegeln. In der IEC 61000-2-2 werden die Verträglichkeitspegel im «Differential Mode» definiert, das heisst gemessen zwischen Phase und Nullleiter oder zwischen den Phasen.

Für den Frequenzbereich zwischen 2 kHz und 9 kHz sind die Verträglichkeitspegel für Niederspannungsnetze als gruppierter Wert innerhalb eines Bandes von 200 Hz gemäss IEC 61000-4-7 definiert. Die Verträglichkeitspegel für Klasse 2b und Klasse 3 werden auf 3 % beziehungsweise 6 % in Bezug auf die Nennspannung U_N festgelegt.

Für den Frequenzbereich zwischen 9 kHz und 50 kHz wird eine Erhöhung um 7,5 dBuV für die Klasse 2b und eine Erhöhung um 13 bis 20 dBuV in der Klasse-3-Umgebung toleriert. Für den Frequenzbereich zwischen 50 kHz und 150 kHz wird eine Erhöhung von 13 bis 20 dBuV für Klasse 2b und eine Erhöhung von 28 dBuV bis 50 dBuV in einer Klasse-3-Umgebung toleriert. In der Praxis bedeutet dies, dass die Powerline Communication in einer rein industriellen Umgebung nicht in Frage kommt.

Die Verträglichkeitspegel für Spannungsharmonische im «Differential Mode» von 9 kHz bis 150 kHz beziehen sich auf Störpegel zwischen beliebigen Phasenleitern und zwischen beliebigen Phasenleitern und dem Nullleiter, die mit einem Quasi-Peak-Detektor und einer Bandbreite von 200 Hz gemäss CISPR 16-1-1 gemessen werden.



11.5 Aktivitäten der CENELEC TC 8X WG 03

11.5.1 Netzanschluss-Codes und Netzintegration von Betriebsmitteln für die dezentrale Stromerzeugung

Die Normenreihe EN 50549 ist das wichtigste Projekt der Arbeitsgruppe CLC TC 8X WG 03. Die in der Schweiz als SN EN 50549-1:2019 und SN EN 50549-2:2019 erhältlichen Normen legen die technischen Anforderungen an die Schnittstelle, die Schutzfunktionen und die Betriebsfunktionen von Erzeugungsanlagen fest, die für den Parallelbetrieb mit Nieder- und Mittelspannungsnetzen bestimmt sind [22] [23]. Diese Normen wurden hauptsächlich auf der Grundlage der Anwendungsregel VDE AR-N4105 aus Deutschland entwickelt und folgen der Entwicklung der Anwendungsregel zwischen 2011 und der aktuellen Version von 2018 [24]. Die Hauptkapitel behandeln die folgenden Themen:

- Die Schemata für den Netzanschluss und die Verteilanlagen, die am Anschlusspunkt installiert werden müssen
- Die normalen Betriebsbereiche für Frequenz, Spannung, Versorgungsqualität und EMV im Allgemeinen
- Die Immunität gegenüber Ereignissen im Zusammenhang mit der Versorgungsqualität und anderen Störungen, damit die Erzeugungsanlagen durch die Bereitstellung von Dienstleistungen zur Gesamtstabilität des Stromsystems beitragen können
- Die Immunität gegenüber dynamischen Spannungsschwankungen, um unnötige Abschaltungen zu vermeiden

Die aktuelle Norm befasst sich hauptsächlich mit netzfolgenden Umrichtern, einschliesslich elektrischer Energiespeichersysteme.

Die SN EN 50549-10:2022 enthält die technischen Empfehlungen für die Prüfung von Erzeugungseinheiten und des Schutzes zur Bewertung ihrer elektrischen Eigenschaften [25].

Es ist wichtig zu beachten, dass die Normen der Reihe EN 50549 langfristig als Referenzen dienen sollten. Die vom VSE veröffentlichten Dokumente wie die Branchenempfehlung «Werkvorschriften CH (Technische Anschlussbedingungen (TAB) für den Anschluss von Verbraucher-, Energieerzeugungs- und elektrischen Energiespeicheranlagen an das Niederspannungsnetz)» bleiben jedoch nützlich und sind sehr interessante Ergänzungen [26]. Die Verfahren und Betriebsgrenzen für die verteilte Blindleistungssteuerung in Abhängigkeit von der lokalen Netzspannung sind insbesondere in der SN EN 50549-1:2019 beschrieben.

Die WG 03 erarbeitet derzeit mit der EN 50549-20 einen neuen Teil mit dem Arbeitstitel «Definitionen und Prüfungen der elektrischen Eigenschaften von netzbildenden Erzeugungs- und Speicheranlagen» (Grid Forming Converters). Der Ansatz würde sich nicht nur auf die Prüfmethode für angeschlossene Erzeugungsanlagen beschränken, sondern würde auch vom Netz getrennte, netzbildende Erzeugungsanlagen berücksichtigen.

Die neuen Grid Codes verlangen, dass die Geräte von dezentralen Erzeugungsanlagen mit speziellen Szenarien wie Anti-Islanding, kurzzeitige Unterspannung (Low-Voltage Ride Through LVRT), automatische Wirk- und Blindleistungsregelung etc. getestet werden.

Zusätzliche Tests sollen die Robustheit der Regelfunktionen der Geräte im Fall von schwachen oder stark gestörten Netzen nachweisen. Bei diesen Tests werden ein künstliches dreiphasiges Netz sowie DC-Laborgeräte verwendet, die Spannungen und Ströme emulieren, die von PV-Anlagen oder elektrochemischen Batterien geliefert werden. Um alle Fälle, die in den an die Normen für die Netzintegration von Wechselrichtern angepassten Tests gefordert werden, automatisch und genau zu emulieren, werden diese Quellen und künstlichen Netze von einem in Echtzeit arbeitenden Gerät nach genau definierten Zeitprofilen gesteuert. Man spricht dabei von Hardware-in-the-Loop-Simulationen (HIL). Ein solcher



Prüfstand wurde für den Test eines von der Firma Studer Innotech in Sion entwickelten Hybrid-Batterie-wechselrichters entwickelt und implementiert (Abbildung 70). Dieses Know-how und die Infrastruktur stehen den Partnern des Projekts zur Verfügung, falls sie die Performance marktüblicher Konverter und ihre Konformität mit den Standards bewerten möchten.

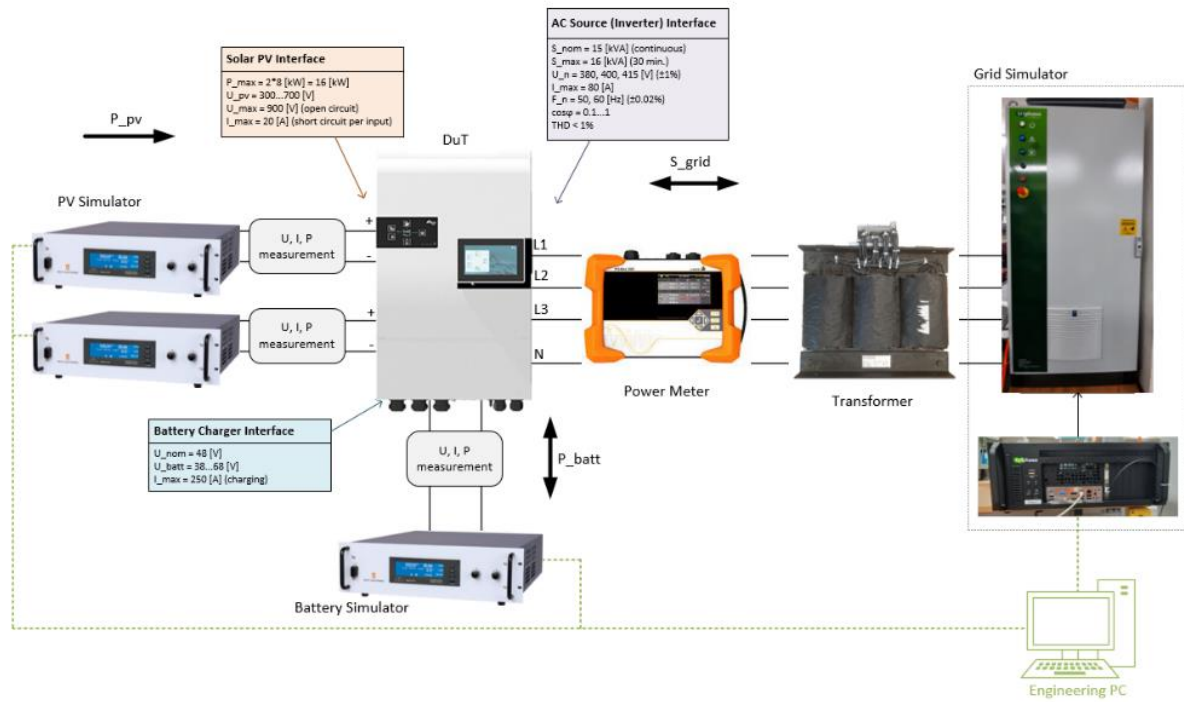


Abbildung 70: Prüfstand der HES-SO zum Test von Wechselrichtern



11.6 Weitere Aktivitäten bezüglich der Entwicklung von PQ-Standards

11.6.1 IGOR VII

Ein Prototyp des Störungsgenerators wurde im Rahmen einer Masterarbeit realisiert und evaluiert (Abbildung 71). Die erste Version wurde auf der an der HES-SO Valais-Wallis entwickelten und verfügbaren Umrichter-Prototyping-Plattform POETIC aufgebaut. Das Konzept stellt eine gute Lösung für die Einspeisung von einflussreichen Stromstörungen in das Niederspannungsnetz dar. Die Vorteile der Klasse-D-Topologie gegenüber früheren Klasse-A/B-Topologien konnten demonstriert werden: eine kompakte, leichte, effiziente und robuste Lösung für die Einspeisung hoher Effektivwerte des Stroms bei niedrigen Frequenzen. Besondere Anstrengungen zur Optimierung des Stromreglers sind jedoch noch erforderlich, um den supraharmonischen Frequenzbereich mit sauberen Einzelfrequenzsignalen abzudecken. Das interne Projekt hat es ermöglicht, weitere nützliche Kompetenzen für die Industriepartner des Projekts QuVert zu entwickeln.

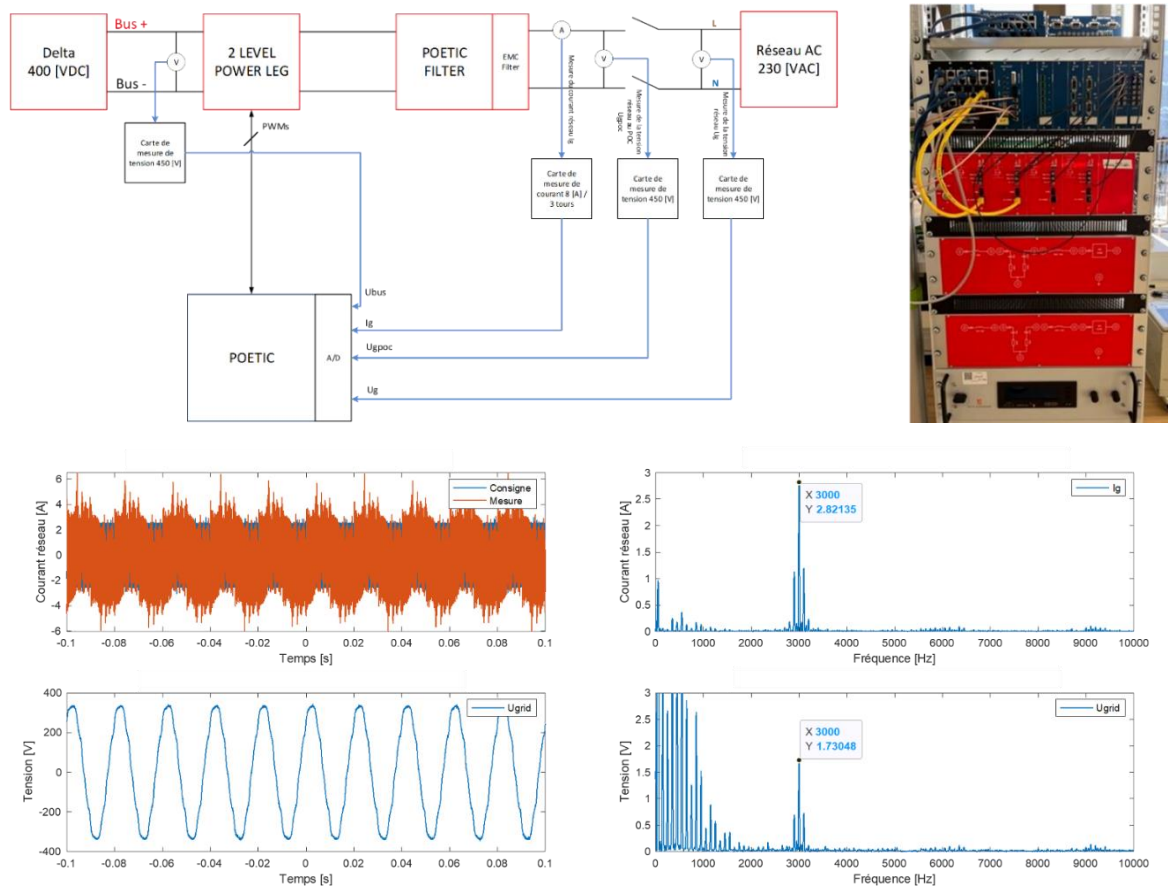


Abbildung 71: Generator für einen Netzimpedanzanalysator: Prototyp und Ergebnisse



11.6.2 OLSEN (On-Line Synchronous Emission analyser for distribution Networks)

OLSEN ist ein hochpräzises, synchronisiertes Messgerät, das zur Beobachtung von Phänomenen an verschiedenen Orten in einem Stromnetz entwickelt wurde (Abbildung 72). Es nutzt die GPS-Technologie, um seine Messungen mit anderen OLSEN-Geräten zu synchronisieren. Diese Technologie gewährleistet die Synchronisation der Messungen mit einer Genauigkeit von etwa zehn Nanosekunden.

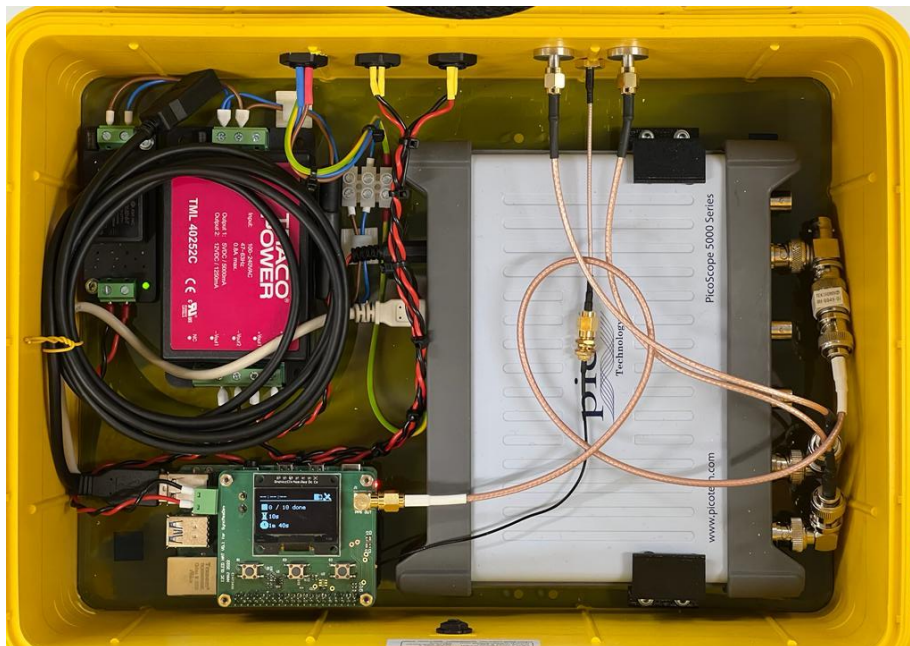


Abbildung 72: Der Aufbau des Messgeräts OLSEN

Das Herzstück dieses Geräts ist ein PicoScope 5000, ein hochauflösendes Digitaloszilloskop, das dafür bekannt ist, genaue und zuverlässige Messungen durchzuführen. Diese hochmoderne Technologie ermöglicht in Verbindung mit der GPS-Synchronisierung die Erfassung von Hochgeschwindigkeitsphänomenen mit unübertroffener Genauigkeit.

Für die Steuerung dieses Digitaloszilloskops ist ein Raspberry Pi 4 zuständig, der aufgrund seiner Flexibilität und seiner Fähigkeit, die Daten vom PicoScope 5000 zu verarbeiten, ausgewählt wurde.

Das OLSEN-Gerät enthält auch eine Leiterplatte, die direkt mit dem Raspberry Pi 4 verbunden ist. Diese Platine beherbergt einen OLED-Bildschirm und drei Tasten, die eine intuitive Benutzeroberfläche für das Gerät bilden. Der OLED-Bildschirm liefert dem Benutzer klare und präzise Informationen, wie z. B. den Status der Verbindung mit dem GPS-Satelliten, den allgemeinen Status des Geräts und andere Funktionen. Die drei Tasten bieten dem Nutzer eine direkte Kontrolle über das Gerät, sodass er das Gerät intuitiv konfigurieren kann.

Das Design des OLSEN-Geräts umfasst ein robustes Gehäuse. Das Gerät ist in einem wasserdichten, sichtbaren Gehäuse untergebracht, das es nicht nur transportabel, sondern auch widerstandsfähig gegen die unterschiedlichsten Einsatzbedingungen im Innen- und Aussenbereich macht. Die Wahl einer kräftigen Farbe garantiert, dass das Gerät leicht zu erkennen ist.

Das OLSEN-Gerät ist auch in der Lage, externe Strom- und Spannungssensoren mit Strom zu versorgen. Diese Eigenschaft erleichtert die Verwendung des Geräts erheblich, da keine zusätzlichen Stromversorgungen benötigt werden.

Betrieben wird das Messgerät OLSEN derzeit mit 230 V vom Netz. Es kann sich aber aufgrund seines geringen Stromverbrauchs in Zukunft über eine Batterie selbst versorgen.



Abbildung 73 zeigt das Schema des Messgeräts OLSEN. Das zentrale Element des Geräts ist ein Raspberry Pi 4 (RPi), mit dem die vom Picoscope 5000 gemessenen Daten über eine USB-Verbindung abgerufen werden können. Das GPS-Modul sendet die Uhrzeit und das Datum an den Raspberry Pi 4 zurück. Das TIMEPULSE-Signal des GPS wird an den Raspberry und an den Eingang «Trigger Ext.» des Picoscope angeschlossen. Ein Speicherelement ermöglicht es, die gemessenen Daten zu speichern. Das «oled-module» enthält einen OLED-Bildschirm und drei Tasten, die mit dem Raspberry Pi 4 verbunden sind, was als Schnittstelle zwischen dem Benutzer und dem Gerät fungiert.

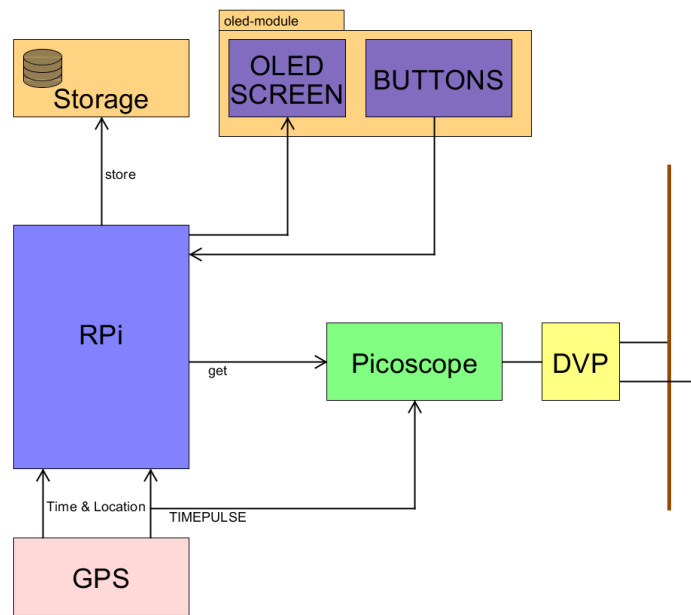


Abbildung 73: Schema des Messgeräts OLSEN

Zwei Prototypen des Olsen wurden im Labor getestet, wobei ein Szenario simuliert wurde, das einen Abschnitt eines Niederspannungsnetzes mit zwei Verteilkabinen und Energiequellen oder Lasten nachahmt (Abbildung 74).

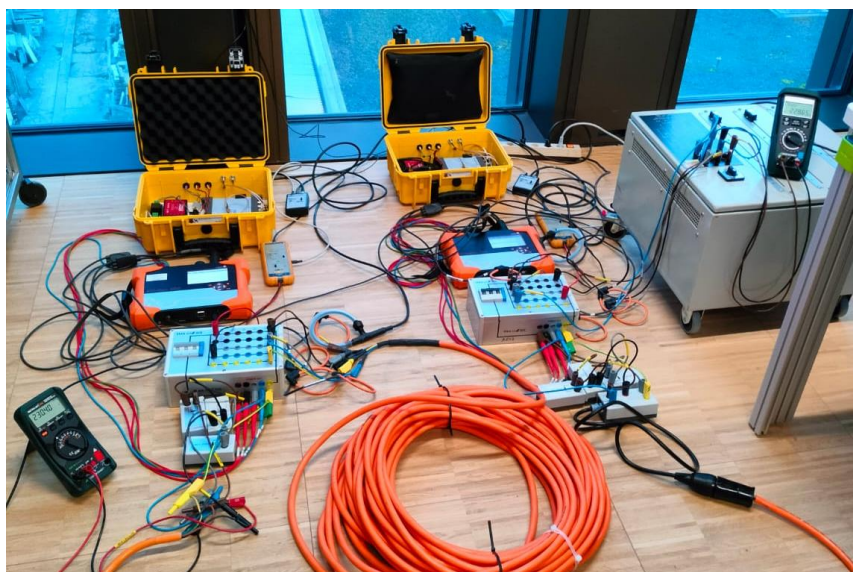


Abbildung 74: Labortests von zwei Prototypen des Messgeräts OLSEN



11.7 Digitaler Zwilling

Die Energiestrategie 2050 der Schweiz ist technisch ehrgeizig und bringt grosse Veränderungen auf der Netzebene 7 mit sich, wie zum Beispiel eine verstärkte dezentrale Erzeugung und ein verändertes Verbrauchsverhalten. Angesichts dieser Veränderungen ist es entscheidend, die Netztransparenz (Beobachtbarkeit) der Netzebenen 5, 6 und 7 zu erhöhen. Um dies zu erreichen, hat die Primeo Netz AG ausserhalb des Projekts QuVert ein Pilotprojekt durchgeführt und mit der Firma Venios GmbH und deren Venios.NET-Plattform einen digitalen Zwilling von fünf Pilotnetzen aufgebaut. Weil die Ergebnisse im Kontext des aktuellen Projekts QuVert für die künftige Überwachung des Verteilnetzes spannende Aspekte liefern, wird es als Praxisbeispiel in diesen Schlussbericht aufgenommen. Abbildung 75 stellt schematisch dar, wie die gemessenen Daten in die VENIOS.NET-Plattform integriert wurden.

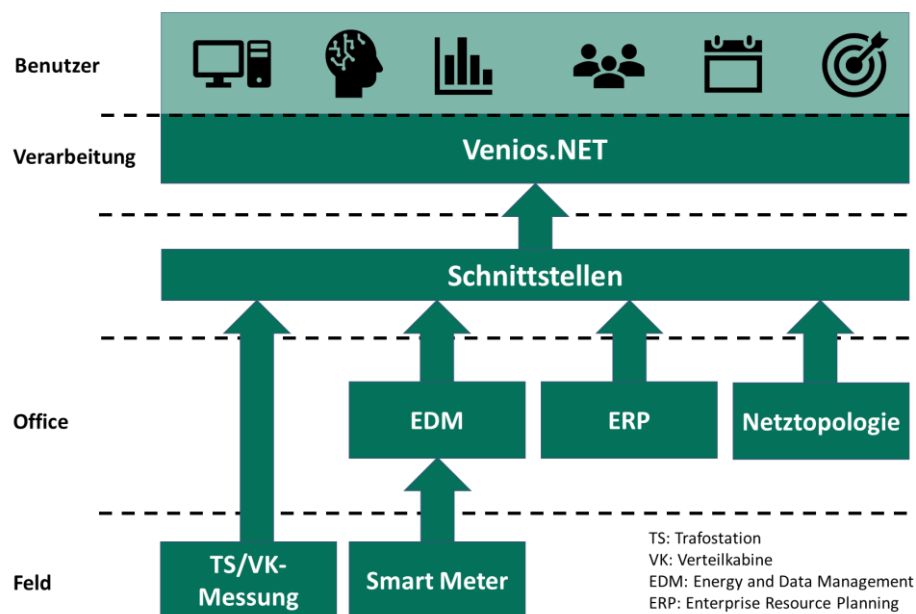


Abbildung 75: Integration der Daten in die Venios.NET-Plattform

Das Projekt wurde wie folgt umgesetzt:

- Messungen in Trafostation und Verteilkabinen: In der Trafostation wurden PQ-Messgeräte oder vergleichbare Geräte installiert, wobei alle Abgänge der Trafostation mit einem Strom-Bus-System gemessen wurden. In den Verteilkabinen wurde dagegen nur das Hauptkabel gemessen. Aus Gründen der Skalierbarkeit wurde auf das etablierte Protokoll IEC 60870-5-104 verzichtet und das MQTT-Protokoll gewählt, das auch für andere Anwendungen mehr Flexibilität bietet.
- Smart Meter: Lastprofile und Registerwerte wurden aus dem EDM-System (Energie- und Datenmanagement) exportiert. Die Lastprofile werden aggregiert und statistisch ausgewertet. Kunden mit Registerwerten werden dagegen mit den standardisierten Lastprofilen des BDEW modelliert [27].
- Kundenanlagen: Diese Daten repräsentieren die Informationen und Eigenschaften der Anlagen des Kunden, wie beispielsweise die Nennleistung der Anlagen oder die Einstellung einer $\cos\varphi(U)$ -Kurve im Wechselrichter. Diese Daten wurden aus dem ERP-System (Enterprise Resource Planning) exportiert und dienen als Ergänzung zur Prosumer-Modellierung.
- Netztopologie: Aufgrund einer bestehenden internen Anwendung war die Netztopologie bereits im CIM-Format (Common Information Model) verfügbar. Der Export basiert in diesem Fall auf IEC 61970-301 und IEC 61968-11.



Alle Daten werden in die Venios.NET-Plattform implementiert, die Simulationen mit Echtzeit-Messwerten kombiniert, so dass der Netzzustand in Echtzeit nach einem Bottom-up-Ansatz ermittelt wird. Die Ergebnisse werden schliesslich nach einem Ampelsystem dargestellt (Abbildung 76).

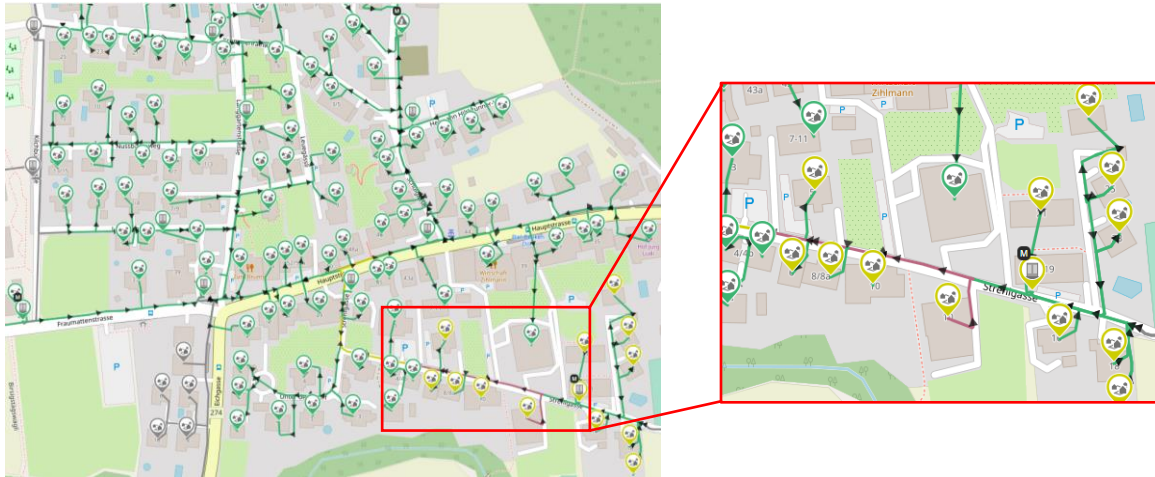


Abbildung 76: Snapshot der Venios.NET-Plattform - Aktueller Netzzustand und dessen Visualisierung nach dem Ampelsystem

Die Plattform macht auch Vorhersagen über den Netzzustand, identifiziert mögliche Engpässe und erstellt Fahrpläne beziehungsweise sendet Steuerbefehle, um diese Engpässe zu beheben.

Die Transparenz des Netzes bringt zahlreiche Vorteile mit sich. Dazu gehören:

- Neue Erkenntnisse für den Netzbetrieb und die Netzplanung
- Optimierung der Netzplanung und optimale Auslastung der Netzelemente
- Monitoring des Netzzustandes und der Qualitätsreserven
- Nutzung und Orchestrierung von Flexibilitäten
- Einfachere und schnellere Fehlerortung
- Neue Tarife und Anreize

Trotz der Vorteile gibt es bei der Umsetzung eines solchen Projekts auch viele Herausforderungen zu bewältigen:

- **Datenschutz/Sicherheit:** Sobald personenbezogene Daten verarbeitet werden, gilt das Datenschutzgesetz. Ohne die Zustimmung des Kunden dürfen diese Daten nur in aggregierter oder anonymisierter Form verwendet werden, was die netzdienliche Nutzung dieser Daten einschränkt (Hinweis: In der Revision der Stromversorgungsverordnung (Mantelerlass) soll die Nutzung von Daten vereinfacht werden). Die Zustimmung der Kunden zur Verwendung ihrer Daten kann möglicherweise eingeholt werden. Andernfalls müsste eine Bildung von Kunden-Clustern oder Ähnliches in Betracht gezogen werden.
- **Netztopologie:** Die Erfassung von Netzveränderungen kann je nach Priorität und Ressourcenauslastung mehrere Tage in Anspruch nehmen. Eine aktualisierte Netztopologie ist jedoch für die Netztransparenz entscheidend. Die Änderungen sollten daher bereits im Feld oder während der Projektierung erfasst werden.
- **Feldmessungen:** Anlagen wie Trafostationen oder Verteilkkabinen sind in der Regel nicht für den dauerhaften Einsatz von Messgeräten ausgelegt. Aufgrund ihrer kompakten Grösse und begrenzten Ausstattung kann es schwierig sein, einen geeigneten Platz für Messgeräte zu finden, der die Sicherheitsanforderungen erfüllt.



- Messungen in Verteilkkabinen: Sie sind in der Regel nützlich für eine bessere Genauigkeit, erfordern aber hohe Investitionen. Anzahl und Platzierung der Messungen sind jedoch schwer zu bewerten, da sie stark von der Struktur des Netzes und den angeschlossenen Geräten abhängen.
- Datenverarbeitung: Die zu verarbeitenden Daten sind zahlreich und unterschiedlich strukturiert. Die komplexe Hausanschlussstruktur aufgrund von Sondertarifen (z. B. Wärmepumpe) oder die Verknüpfung von Lastprofilen/Registerwerten bei einem Zählerwechsel müssen berücksichtigt werden.

Die Genauigkeit der Zustandsschätzung des digitalen Zwillings wurde anhand von Kontrollmessungen in Verteilkkabinen verifiziert und es können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Spannung: Sehr gute Schätzung der Spannung für alle Kontrollmessungen. Die Abweichung liegt bei 90 % der Werte innerhalb von +/- 2 % und bei dreizehn der fünfzehn verglichenen Verteilkkabinen innerhalb von +/- 1 %.
- Strom: Die Abweichung ist sehr unterschiedlich und variiert von Verteilkkabine zu Verteilkkabine, abhängig von den angeschlossenen Systemen (Art und Anzahl) und der Art der Netztopologie. Bei Heizsystemen und Ladestationen sind Einflussfaktoren wie der Wärmebedarf, die Ankunftszeit etc. besonders schwer abzubilden beziehungsweise abzuschätzen. Eine Detailanalyse hat gezeigt, dass für ein homogenes Netz mit einfacher Struktur (Strahlennetz) eine höhere Anzahl von Messgeräten keine bessere Qualität der Netzzustandsanalyse garantiert. Es wurde auch festgestellt, dass hohe Abweichungen erreicht werden, wenn die Kabelbelastung gering ist. Wenn jedoch die Belastung grösser wird, was für die Netzplanung und -betrieb relevant ist, erreicht die Abweichung einen guten Bereich.

Das Pilotprojekt der Primeo Netz AG wurde erfolgreich abgeschlossen, und die kritischen Punkte für eine erfolgreiche Umsetzung identifiziert. Daher wurde eine erste Rollout-Phase beschlossen, in der weitere 45 Netze in den digitalen Zwilling integriert werden sollen.