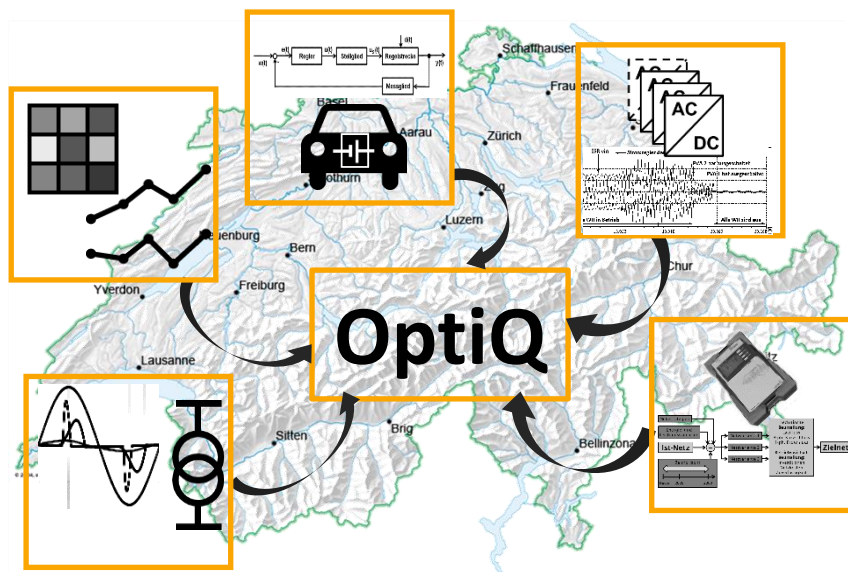




Schlussbericht vom 30. Oktober 2020

OptiQ

Optimierung von Planung und Betrieb der Verteilnetze unter Berücksichtigung der Spannungsqualität



Quelle: © Berner Fachhochschule 2020



Berner
Fachhochschule

Datum: 30.10.2020

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

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

Ko-Finanzierung:

AEW Energie AG, CH-5001 Aarau
BKW Energie AG, CH-3000 Bern 25
Energie Service Biel/Bienne, CH-2504 Biel
Energie Thun AG, CH-3600 Thun
ewz, CH-8050 Zürich
Repower AG, CH-7742 Poschiavo
Schaffner International AG, CH-4542 Luterbach
Service Industriels de Genève, CH-1219 Le Lignon

Subventionsempfängerin:

Berner Fachhochschule, Technik und Informatik (BFH-TI)
Quellgasse 21, CH-2503 Biel, www.ti.bfh.ch

Autoren:

Stefan Schori, BFH, stefan.schori@bfh.ch
Michael Höckel, BFH, michael.hoeckel@bfh.ch
Lukas Heiniger, BFH
Thiago Novais, BFH
Ron Buntschu, BFH, ron.buntschu@bfh.ch
Dominique Roggo, HES-SO, dominique.roggo@hevs.ch
Blaise Evéquoz, HES-SO, blaise.evequoz@hevs.ch
Lino Capponi, HES-SO

BFE-Projektbegleitung:

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

BFE-Vertragsnummer: SI/501498-01

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



Zusammenfassung

Die Verteilnetze werden durch die zunehmende dezentrale Einspeisung und Speicherung, aber auch durch die Elektromobilität und Wärmepumpen intensiver genutzt. Die Spannungsqualität (PQ) wird durch den vermehrten Einsatz von Leistungselektronik und die Veränderung der frequenzabhängigen Netzimpedanz (fNI) stark beeinflusst. Die Netzimpedanz wiederum kann sich ungünstig auf die Powerline Communication (PLC) auswirken. Über Messungen in verschiedenen Verteilnetzen und im Labor sowie durch Simulationen wurden die Zusammenhänge analysiert. Empfehlungen für die Netzplanung und den Netzbetrieb (Kapitel 7) sowie Hilfsmittel für die Zielnetzplanung wurden abgegeben.

Forschungspartner waren das Labor für Elektrizitätsnetze der Berner Fachhochschule (BFH) und die Fachhochschule Westschweiz (HES-SO Valais-Wallis). Das Projektteam bestand weiter aus den sieben Verteilnetzbetreibern AEW Energie AG, BKW Energie AG, Energie Service Biel/Bienne, Energie Thun AG, ewz, Repower AG, und Service Industriels de Genève sowie einem Hersteller von Filtersystemen, Schaffner International AG. Diese Zusammenstellung an Partnern garantierte das notwendige Know-how und die benötigten Ressourcen für das Projekt.

PQ-Analysen in Mittel- und Niederspannungsnetzen (Kapitel 3) zeigten für die PQ-Parameter in der Regel einen grossen Abstand zu den Grenzwerten gemäss EN 50160 auf. Probleme treten heute meist nur an einzelnen Knoten und nur für ein spezifisches PQ-Phänomen auf. Dies ist klaren Vorgaben für den Anschluss von Kundenanlagen zu verdanken, aber auch dem Stromnetz, welches in der Vergangenheit mit genügend Reserve gebaut wurde. Diese hohe Qualität des Stromnetzes kann nur beibehalten werden, wenn die Effekte durch die Zunahme moderner Geräte bekannt sind und in der Netzplanung sowie im Netzbetrieb berücksichtigt werden. Dies erfordert auch die kontinuierliche Erfassung von PQ-Daten an PQ-Hotspots im Verteilnetz, wofür ein Messkonzept aufgestellt wurde.

Effekte durch die Zunahme von nichtlinearen Geräten auf die Ausbreitung von Oberschwingungen, die Netzimpedanz und die Powerline Communication wurden untersucht (Kapitel 4). Moderne Geräte mit Leistungselektronik nehmen einen Strom auf, der teilweise eine grosse Abweichung zur Sinusform aufweist. Der Strom enthält Oberschwingungsanteile, die über der Netzimpedanz Spannungsüberschwingungen verursachen. Diese können andere Geräte im Stromnetz stören. Die Analysen der Messkampagnen im Feld und Laboruntersuchungen bestätigten den signifikanten Einfluss von Leistungselektronik auf die Spannungsqualität, die frequenzabhängige Netzimpedanz und auf die Powerline Communication. Entscheidend sind dabei das Zusammenspiel zwischen eingesetzter Technologie und frequenzabhängiger Netzimpedanz.

Regelstrategien mit dezentralen Anlagen wurden in zwei Niederspannungsnetzen untersucht (Kapitel 5). Das technische Potential und die Wirtschaftlichkeit von P(U)-Regelung, Q(U)-Regelung und regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONT) für die Spannungsregelung wurden analysiert. Anhand des Einsatzes von Smart Metern in einem Niederspannungsnetz wurde das Potential von Demand-Side-Management zur Netzstabilisierung betrachtet. Die Resultate zeigten, wie stark die Auslastungen bestimmter Leitungen oder Transformatoren reduziert würden und wie effektiv kritische Spannungswerte im Netz dadurch vermieden werden könnten. Die Implementation von intelligenten Regelsystemen kann zu mehr Investitionssicherheit und zu einer höheren Ausschöpfung von Sparpotenzial bei der Netzinfrastruktur führen.

Die im Projekt entwickelten Zielnetzplanungsstrategien für das Mittel- und Niederspannungsnetz (Kapitel 6) unterstützen die Verteilnetzbetreiber bei der Weiterentwicklung der Verteilnetze. Das neue «LastprofilTool ES 2050» kann Leistungsprofile für beliebige Anschlusspunkte erstellen, um möglichst realitätsnahe Leistungsflussberechnungen durchzuführen. Der entwickelte PQ-Index ermöglicht die Bewertung der PQ-Phänomene anhand einer einzelnen Kennzahl. Das von der BFH programmierte Tool «ZNP light» zur Leistungsflussberechnung und zur einfachen wirtschaftlichen Bewertung von Netzvarianten wurde mit dem PQ-Index erweitert, so dass auch qualitative Aussagen zur Spannungsqualität von heutigen und zukünftigen Netzvarianten getroffen werden können.



Résumé

L'augmentation de la production et du stockage décentralisés, tout comme l'essor de l'électromobilité et l'usage de pompes à chaleur amènent les réseaux de distribution à être exploités de manière plus intense. La qualité de l'alimentation est fortement influencée par l'utilisation accrue de convertisseurs électroniques de puissance et la variabilité de l'impédance du réseau en fonction de la fréquence. De plus l'impédance du réseau peut avoir un effet défavorable sur la communication par courant porteur en ligne (PLC). Les facteurs influençant la qualité de l'alimentation ont pu être analysés et démontrés à l'aide de mesures sur différents réseaux de distribution, de tests en laboratoire et de simulations. Des recommandations pour la planification et l'exploitation du réseau de distribution (chapitre 7) ont été proposées. Des outils informatiques d'aide à la planification du réseau électriques ont été développés.

Les partenaires de recherche étaient le laboratoire du réseau électrique de la haute école spécialisée bernoise (BFH) et la haute école spécialisée de Suisse occidentale (HES-SO Valais-Wallis). L'équipe de projet était aussi composée des sept gestionnaires de réseau de distribution AEW Energie AG, BKW Energie AG, Energie Service Biel/Bienne, Energie Thun AG, ewz, Repower AG, et Service Industriels de Genève ainsi que d'un fabricant de systèmes de filtrage, Schaffner International AG. Les compétences conjuguées des partenaires a assuré le savoir-faire et les ressources nécessaires à la réalisation du projet.

Les valeurs des paramètres de la qualité de l'alimentation des réseaux moyenne et basse tension mesurés (chapitre 3) sont bien meilleures que les valeurs limites spécifiées par la norme EN 50160. Actuellement, les insuffisances ne surviennent généralement qu'au niveau des nœuds individuels et uniquement pour des phénomènes épars. Le niveau élevé de la qualité de l'alimentation est obtenu grâce à des spécifications claires pour le raccordement des consommateurs, mais aussi grâce au réseau électrique qui a été construit dans le passé avec une marge de réserve suffisante. Cette qualité élevée du réseau électrique ne peut être maintenue que si les effets de l'augmentation des équipements modernes sont connus et pris en compte lors de la planification et de l'exploitation. Cela nécessite également la collecte continue des données de la qualité de l'alimentation aux points critiques du réseau de distribution, pour lesquels un concept de mesure a été établi.

Les effets de l'augmentation des dispositifs non linéaires sur la propagation des harmoniques, l'impédance du réseau et la communication par courant porteur en ligne ont été étudiés (chapitre 4). Les alimentations électroniques des appareils modernes consomment un courant qui parfois s'éloigne fortement de la forme sinusoïdale. Les composantes harmoniques de courant génèrent des harmoniques de tension dues à l'impédance du réseau. Ces harmoniques peuvent interférer avec d'autres dispositifs connectés au réseau électrique. Les analyses des campagnes de mesure sur le terrain et des tests en laboratoire ont confirmé l'influence significative des dispositifs électroniques sur la qualité de l'alimentation, l'impédance du réseau et les communications par courant porteur en ligne. L'interaction entre les technologies modernes utilisées et l'impédance du réseau joue un rôle déterminant.

Des stratégies de contrôle avec des systèmes décentralisés ont été étudiées dans deux réseaux basse tension (chapitre 5). Le potentiel technique et économique du réglage de la puissance active, du réglage de la puissance réactive et des transformateurs de distribution réglables pour le contrôle de la tension ont été analysés. Le potentiel de la gestion de la demande pour la stabilisation d'un réseau basse tension basé sur l'utilisation de compteurs intelligents a été examiné. Les résultats ont démontré dans quelle mesure le taux d'utilisation de certaines lignes ou transformateurs serait réduite et comment les valeurs critiques de tension du réseau pourraient être évitées. La mise en œuvre des systèmes de contrôle intelligents peut conduire à une plus grande sécurité des investissements et accroître le potentiel d'économies de l'infrastructure du réseau de distribution.



Les stratégies de planification développées dans le cadre de ce projet pour les réseaux moyenne et basse tension (chapitre 6) aident les gestionnaires à poursuivre le développement des réseaux de distribution. L'outil «LastprofilTool ES 2050» permet de créer des profils de charge pour n'importe quel point de connexion et d'effectuer des calculs de flux de puissance aussi réalistes que possible. L'indice PQ développé permet l'évaluation des phénomènes de la qualité de l'alimentation sur la base d'un seul chiffre clé. L'outil «ZNP light» programmé par la BFH pour le calcul de flux de puissance et pour l'évaluation économique simple des variantes de réseau a été étendu avec l'indice PQ, de sorte que la qualité de la tension des variantes de réseau actuelle et futures peut être estimée.



Summary

The distribution grids are used more intensively due to the increasing decentralized feed-in and storage, but also due to electromobility and heat pumps. The power quality (PQ) is strongly influenced by the increased use of power electronics and the change in the frequency-dependent grid impedance. The grid impedance can have an unfavorable effect on the power line communication (PLC). The correlations were analyzed by measurements in different distribution grids and in the laboratory as well as by simulations. Recommendations for the grid planning and grid operation (chapter 7) as well as tools for the target grid planning were developed.

Research partners were the Power Grids Lab of the Bern University of Applied Sciences (BFH) and the University of Applied Sciences and Arts Western Switzerland (HES-SO Valais-Valais). The project team also consisted of the seven distribution system operators AEW Energie AG, BKW Energie AG, Energie Service Biel/Bienne, Energie Thun AG, ewz, Repower AG, and Service Industriels de Genève as well as a manufacturer of filter systems, Schaffner International AG. This combination of partners provided the necessary know-how and resources for the project.

PQ analyses in medium and low voltage grids (chapter 3) generally showed a large gap between the PQ parameters and the limit values according to EN 50160. Today, problems usually occur only at single nodes and only for a specific PQ phenomenon. This is due to clear specifications for the connection of customer systems, but also due to the power grid itself, which in the past was built with sufficient reserve. This high quality of the power grid can only be maintained if the effects of the increase in modern equipment are known and considered in the grid planning and grid operation. This also requires the continuous acquisition of PQ data at PQ hotspots in the distribution grid, for which a measurement concept has been established.

Effects of the increase of nonlinear devices on the propagation of harmonics, the grid impedance and the power line communication were investigated (chapter 4). Modern devices with power electronics draw a current that sometimes has a large deviation from the sinusoidal form. The current contains harmonic components that cause voltage harmonics due to the grid impedance. These can disturb other devices in the power grid. The analyses of the measurement campaigns in the field and laboratory tests confirmed the significant influence of power electronics on the power quality, the frequency-dependent grid impedance and on the power line communication. A key factor is the interaction between the technology used and the frequency-dependent grid impedance.

Control strategies with decentralized systems were investigated in two low voltage grids (chapter 5). The technical potential and the economic efficiency of P(U) control, Q(U) control and controllable transformers for voltage control were analyzed. Based on the use of smart meters in a low voltage grid, the potential of demand-side management for grid stabilization was evaluated. The results showed how much the load of certain lines or transformers would be reduced and how effectively critical voltage levels in the grid could be avoided. The implementation of intelligent control systems can lead to more security of investment and a higher exploitation of savings potential in the grid infrastructure.

The target grid planning strategies developed in the project for the medium and low voltage grid (chapter 6) support the distribution grid operators in the further development of the distribution grids. The new «LastprofilTool ES 2050» can create power profiles for any connection point in order to perform power flow calculations as realistic as possible. The developed PQ index enables the evaluation of PQ phenomena based on a single key parameter. The tool «ZNP light» programmed by the BFH for power flow calculations and for the simple economic assessment of grid variants has been extended with the PQ index, so that qualitative statements about the power quality of actual and future grid variants can be given.



Take-home messages

- **Spannungsqualität:** Die Auswertung von Langzeitdaten in Mittel- und Niederspannungsnetzen ergab keine generelle Verschlechterung der Spannungsqualität über die Zeit. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Spannungsqualität in Mittel- und Niederspannungsnetzen in der Regel grosse Reserven zu den Grenzwerten nach EN 50160 aufweist. Grund dafür ist die Umsetzung der Regeln zur Anschlussbeurteilung (z. B. D-A-CH-CZ-Regeln) durch die Verteilnetzbetreiber. Grenzwertverletzungen sind aufgrund der niedrigen Grenzwerte am ehesten bei der 15. und 21. Spannungsharmonischen zu erwarten. Im Mittelspannungsnetz zeigte sich für alle PQ-Phänomene tendenziell eine mittlere bis hohe Korrelation zwischen der gemessenen Ausprägung im Unterwerk und in den Trafostationen. 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 Niederspannungsnetz zeigte sich, dass kritische Spannungsüberschwingungen durch Anlagen mit hoher Leistung, aber auch durch die Summe vieler verschiedener nichtlinearer Lasten, die an unterschiedlichen Anschlusspunkten angeschlossen sind, verursacht werden können.
- **Frequenzabhängige Netzimpedanz:** Die frequenzabhängige Netzimpedanz wurde im Bereich von 50 Hz bis 200 kHz untersucht. Messungen zeigten deutlich, dass die frequenzabhängige Netzimpedanz in Trafostationen und Verteilcabinen in allen Regionen der Schweiz ähnliche Verläufe aufweist. Die wesentlichen Unterschiede liegen in den Amplituden, die insbesondere im Frequenzbereich unterhalb von 2 kHz umgekehrt proportional von den jeweiligen Kurzschlussleistungen abhängen. Im Bereich oberhalb von 2 kHz ist durch den steigenden Einfluss der lokal angeschlossenen Geräte und Anlagen eine immer geringere Abhängigkeit der fNI von der Kurzschlussleistung zu beobachten. Im Gegensatz zu den Trafostationen und Verteilcabinen kann die Netzimpedanz an den Anschlusspunkten von Geräten und Anlagen, z. B. in der Unterverteilung, stark variieren. Die Variation ist abhängig von der Art und der Anzahl der angeschlossenen Geräte und Anlagen.
- **Powerline Communication:** Moderne Geräte mit Leistungselektronik und auch EMV-Filter können die Rundsteuerung und die Kommunikation mit G3-PLC beeinträchtigen: Einerseits könnte eine starke Dämpfung des Kommunikationssignals durch besonders tiefe Netzimpedanzwerte bei der Kommunikationsfrequenz verursacht werden. Dadurch träte bei der Kommunikationsfrequenz beinahe ein Kurzschluss auf, wodurch das Kommunikationssignal stark absinken würde und die Empfänger dieses nicht mehr detektieren könnten. Andererseits könnten durch Solarwechselrichter verursachte Störpegel bei der Kommunikationsfrequenz die Kommunikation verunmöglichen. Zur gezielten Untersuchung dieser Phänomene ermöglicht ein PLC-Testaufbau der HES-SO, unterschiedliche PLC-Technologien (PLAN+, G3-PLC, PRIME, usw.) zu vergleichen und den Einfluss verschiedener Geräte auf diese zu quantifizieren.
- **Zielnetzplanung:** Die meisten Netzbetreiber stehen vor der Aufgabe, eine effiziente Zielnetzplanung durchzuführen. Heutzutage mangelt es insbesondere den kleinen und mittelgrossen Netzbetreibern an einfach zu bedienenden Werkzeugen und Methoden. Die verfügbare Dokumentation ist oft zu umfangreich und schwer verständlich. Die im Projekt entwickelten Werkzeuge, Methoden und Dokumentationen können den Einstieg und die Durchführung der Zielnetzplanung vereinfachen. Dabei berücksichtigen die im Projekt erarbeiteten Lösungen nicht nur den Leistungsfluss und die Wirtschaftlichkeit, sondern auch die Ausprägung der PQ-Parameter nach EN 50160. Die Tools «ZNP light» und «LastprofilTool ES 2050» sind bei der BFH kostenlos verfügbar (Mail an stefan.schori@bfh.ch oder michael.hoeckel@bfh.ch).



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé	4
Summary	6
Take-home messages	7
Inhaltsverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis	10
1 Einleitung	12
1.1 Ausgangslage und Hintergrund	12
1.2 Motivation des Projektes	12
1.3 Projektziele	13
2 Vorgehen	15
3 PQ-Analysen in MS- und NS-Netzen	20
3.1 Ausbreitung und Übertragung von PQ-Phänomenen	20
3.2 Übertragung von Oberschwingungen auf der NE 6	21
3.3 Einflüsse durch Topologieveränderungen.....	21
3.4 Übertragungsverhalten von MS/NS-Spannungswandlern	22
3.5 Analyse von Langzeitdaten	22
3.6 PQ-Index (Qualitätsindex)	23
3.7 Identifikation von PQ-Hotspots	24
3.8 Reduktion der Anzahl PQ-Messpunkte	25
4 Auswirkungen auf die PQ, die fNI und die PLC	26
4.1 Umbau der öffentlichen Beleuchtung auf LED	26
4.2 Erhöhte 15. Harmonische.....	27
4.3 Wechselrichter mit Harmonischen bis zum instabilen Betrieb	28
4.4 Beeinflussung der fNI durch PV-Wechselrichter	28
4.5 Messung der fNI in TS und VK.....	29
4.6 Wechselwirkungen zwischen Geräten	30
4.7 Gerätestabilität abhängig von der fNI und der Spannungsverzerrung	31
4.8 Dämpfung des Rundsteuersignals durch PV-Anlagen.....	31
4.9 Störung von LED durch Rundsteuersignale	32
4.10 Störung der PLC-Datenübertragung in NS-Netzen	33
4.11 Portables Impedanzmessgerät IGOR V	34
4.12 Einfluss der Distanz und Topologie auf die PLC-Kommunikation.....	34
4.13 PLC-Testaufbau	35
4.14 Wärmeverluste durch Oberschwingungen	37
4.15 Zählergenauigkeiten bei Verzerrungen	37



5	Regelstrategien im NS-Netz	38
5.1	Spannungsregelung	38
5.2	Demand-Side-Management	39
6	Zielnetzplanungsstrategien	42
6.1	ZNP-Strategien im MS-Netz	42
6.2	ZNP-Strategien im NS-Netz	43
6.3	NS-Spannungsregler (inkl. Speichervariante)	45
6.4	PQ in der Zielnetzplanung	45
6.5	PQ-Index im Tool «ZNP light»	47
7	Empfehlungen für Planung und Betrieb	48
8	Schlussfolgerungen	55
9	Ausblick und zukünftige Umsetzung	56
10	Publikationen	58
11	Literaturverzeichnis	59
12	Anhang	62



Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
BFH / BFH-TI	Berner Fachhochschule / für Technik und Informatik
D	Deliverable (Deutsch: Ergebnis bzw. durchzuführende Arbeit)
DSA	Digitaler Spannungsanalysator: Messgerät zur Messung der frequenzabhängigen Netzimpedanz im Bereich von 50 Hz bis 2.5 kHz
DSM	Demand-Side-Management
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EN	Europäische Norm
ES	Energiestrategie
fNI	Frequenzabhängige Netzimpedanz
G3-PLC	Technologie für die Powerline Communication
HAK	Hausanschlusskasten
HES-SO	Haute Ecole Spécialisée de Suisse occidentale
HS	Hochspannung
IGOR	Messgerät der HES-SO zur Messung der frequenzabhängigen Netzimpedanz im Bereich von 50 Hz bis 500 kHz
KK	Kabelkabine
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
OS	Oberschwingung
PLC	Powerline Communication
PLL	Phase-locked-loop (Deutsch: Phasenregelschleife)
PowerFactory	Netzsimulationstool der Firma DlgSILENT
PQ	Power Quality (Deutsch: Spannungsqualität)
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
p.u.	per unit
P(U)-Regelung	Spannungsregelung durch Verändern der Wirkleistungseinspeisung
Q(U)-Regelung	Spannungsregelung durch Verändern der Blindleistungseinspeisung
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
RST	Rundsteuerung
SCCER FURIES	Swiss Competence Center for Energy Research, Future Swiss Electrical Infrastructure
SM	Smart Manager (im Kapitel 5.2) oder Smart Meter (im Kapitel 4.12)



THD _i	Gesamtüberschwingungsgehalt des Stromes
THD _u	Gesamtüberschwingungsgehalt der Spannung
TS	Trafostation
UW	Unterwerk
VK	Verteilkabine
VNB	Verteilnetzbetreiber
WP	Work Package (Deutsch: Arbeitspaket)
WR	Wechselrichter



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Die heutigen Ansätze zur Beurteilung des Anschlusses von Kundenanlagen basieren oft auf der Kurzschlussleistung, z. B. die D-A-CH-CZ-Regeln [1]. Normen wie die EN 61000-3-2 und EN 61000-3-12 [2] [3] verlangen, das Spektrum der Oberschwingungsströme von Geräten im Labor des Herstellers an einer idealen Spannungsquelle mit definierter Netzimpedanz zu messen. In der Praxis können die Emissionen von Oberschwingungsströmen jedoch je nach Netzanschlusspunkt aufgrund der lokalen frequenzabhängigen Netzimpedanz und der Netzstörungen, die durch die Summe aller am Netz angeschlossenen Geräte verursacht werden, stark abweichen. Sogar auf der Ebene des Regulators (EiCom) liegt der Fokus auf der Integration aktiver Elemente, wenn dies wirtschaftlich und technisch machbar ist, jedoch nur aus Sicht der Grundschwingung (50 Hz) [4]. Die Auswirkungen und die Entwicklung der Power-Quality-Parameter und der frequenzabhängigen Netzimpedanz sowie der Einfluss auf die Powerline Communication im Verteilnetz werden nicht oder nicht ausreichend berücksichtigt. Daher wurden im Projekt Netzzrückwirkungen, die frequenzabhängige Netzimpedanz und Kommunikationssignale unter realen Bedingungen in den Verteilnetzen gemessen und analysiert.

Traditionelle Netzplanungskonzepte konzentrieren sich meist auf den Netzausbau und die Netzverstärkung. Leistungsflussberechnungen werden für die erwartete Entwicklung von Verbrauch und Einspeisung durchgeführt. Bei Überschreitungen der Belastungs- oder Spannungsgrenzen wird das Netz mit neuen Leitungen oder Transformatoren erweitert. Solche Methoden sind im Vergleich zu heutigen intelligenten Lösungen möglicherweise nicht kostenoptimal. Daher sieht die Gesetzgebung vor, dass ein Netzausbau nur dann in Betracht gezogen werden sollte, wenn der Netzbetreiber durch Netzverstärkung oder -optimierung kein sicheres und effizientes Netz gewährleisten kann [5]. Die Planung von Stromnetzen ist aufgrund der zunehmenden Menge an dezentralen Energiequellen, insbesondere Photovoltaikanlagen, und aufgrund des steigenden Verbrauchs im Zusammenhang mit der Elektromobilität und dem Ersatz von kohlenstoffbasierten Heizsystemen durch effizientere Geräte, wie z. B. Wärmepumpen, komplex [6]. Um Verteilnetzbetreiber (VNB) bei der Netzplanung und beim Netzbetrieb zu unterstützen, wurden Lösungen unter Berücksichtigung von Spannungsregelung und Demand-Side-Management untersucht.

1.2 Motivation des Projektes

Die Zunahme dezentraler, leistungsstarker Einspeisung, Speicher und Verbraucher bedingt Massnahmen im Verteilnetz, um negative Auswirkungen auf das Stromnetz zu begrenzen. Bei der Anschlussbeurteilung muss der Netzbetreiber nebst der langfristigen Entwicklung der Auslastung der Netzelemente sowie der langsamen Spannungsänderung auch die Entwicklung der Phänomene der Spannungsqualität beurteilen. Eine grössere Anzahl und Gesamtleistung von Anlagen mit nichtlinearem Verhalten (Leistungselektronik) im Verteilnetz hat einen starken Einfluss auf den Verlauf der frequenzabhängigen Netzimpedanz und somit auf die Netzzrückwirkungen und auf die Spannungsqualität. In diesem Projekt wurden die theoretischen Zusammenhänge aufgezeigt, über Messungen aktuelle Entwicklungstendenzen untersucht, mit Hardware- und Software-Modellierungen verifiziert bzw. nachgebildet und die Schlussfolgerungen in die Zielnetzplanung eingearbeitet. Das Ziel war, die wichtigsten Zusammenhänge verständlich aufzuzeigen und Empfehlungen abzugeben, so dass die Netzbetreiber diese bei der Definition ihrer Planungs- und Betriebsstrategien nutzen können. Tools und Methodiken, die im Projekt entwickelt wurden, sollen die Netzbetreiber unterstützen, das Verteilnetz kostenoptimal weiterzuentwickeln und die künftigen technischen Anforderungen zu erfüllen.



1.3 Projektziele

Basierend auf der Ausgangslage und der Motivation des Projekts sind die Arbeitspakete WP 1 bis 5 (WP = Work Package) mit nachfolgenden Zielen in Form von Forschungsthemen und Forschungsfragen definiert worden:

WP 1: PQ-Analysen (Schwingungen)

- Ausbreitung und Übertragung von Spannungs- und Stromharmonischen
- Übertragung und Dämpfung von Spannungs- und Stromharmonischen auf der NE 6
- Übertragungsverhalten von MS/NS-Spannungswandlern
- Einflüsse durch Topologieveränderungen
- Einfluss von grossen MS/HS-Bezügern
- Repräsentative Spannungsqualitätsprofile

WP 2: PQ-Analysen (Langzeitmessungen)

- Entwicklung eines Qualitätsindex
- Methodik zur Identifikation von Punkten mit potenziell schlechter Spannungsqualität
- Methodik zur Abschätzung der Spannungsqualität beim Endkunden aufgrund von Messungen an zentralen Knotenpunkten

WP 3: Regelstrategien mit dezentralen Anlagen

- Welches sind die Vor- und Nachteile verschiedener Steuer-/Regelstrategien für die Spannungshaltung in NS-Netzen mit grosser Durchdringung von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen)?
- Können sich verschiedene Regler gegenseitig stören oder zu instabilem Verhalten führen?
- Wie viel Kapazitätsreserve hat das untersuchte Netz, um noch Ladeinfrastruktur hinzuzufügen? Ab wann wird ein Netzausbau oder eine Leistungsbegrenzung notwendig?
- Welchen Einfluss hat Demand-Side-Management auf die Netzinvestitionen und die Netzverluste?
- Welches Sparpotenzial ergibt sich durch neue Tarifmodelle für einen Kunden, der seine Flexibilität dem Netzbetreiber zur Verfügung stellt?

WP 4: Effekt der Zunahme von nichtlinearen Geräten auf die Ausbreitung von Oberschwingungen und auf die Netzimpedanz

- Wie beeinflussen nichtlineare Geräte die Ausprägung der PQ-Parameter in NS-Netzen?
- Wie ist die Ausprägung der Netzimpedanz mit und ohne dezentrale Erzeugungsanlagen im Bereich von 50 Hz bis zu einigen 100 kHz?
- Wird die Rundsteuerung bzw. generell die PLC durch nichtlineare Geräte gestört?
- Werden Kommunikationssysteme und Geräte durch Harmonische/Supraharmonische gestört?
- Unter welchen Bedingungen führt der Einsatz von Wechselrichtern mit Spannungs- und Stromharmonischen zum instabilen Betrieb?



WP 5: Zielnetzimpedanz

- Sinn (technisch) und Wirtschaftlichkeit von NS-Spannungsreglern
- Zukunftsorientierte Zielnetzplanungsstrategien (Ladeverhalten Elektromobilität, Steuerung, Elektrowärme, Photovoltaik etc.) und Netznutzungsentgelt (grundsätzliche Auswirkungen)
- Berücksichtigung der Entwicklung der Spannungsqualität in der Zielnetzplanung (Auswirkungen auf die Ausbaustrategien und auf die Lebensdauer der Elemente etc.)

Die Ergebnisse zur Beantwortung der Forschungsfragen und somit zur Erreichung der definierten Ziele sind in den Kapiteln 3 bis 6 beschrieben.



2 Vorgehen

Projektpartner

Die Zusammenarbeit mit sieben Verteilnetzbetreibern und einem Filterhersteller ermöglichte im Projekt OptiQ eine breite Palette an höchst interessanten Untersuchungsfällen. Die Anforderungen und Ergebnisse konnten in einem Kreis mit Spezialisten diskutiert werden, was die Qualität und Relevanz der Ergebnisse auf einem hohen Niveau hielt. Resultate wurden durch Präsentationen direkt in die Unternehmen getragen und mit den Experten der Unternehmen diskutiert, so dass sie in Planung und Betrieb implementiert werden können. Nachfolgende Industriepartner unterstützten das Projekt sowohl finanziell wie auch personell:

- AEW Energie AG, CH-5001 Aarau
- BKW Energie AG, CH-3000 Bern 25
- Energie Service Biel/Bienne, CH-2504 Biel
- Energie Thun AG, CH-3600 Thun
- ewz, CH-8050 Zürich
- Repower AG, CH-7742 Poschiavo
- Schaffner International AG, CH-4542 Luterbach
- Service Industriels de Genève, CH-1219 Le Lignon

Für gemeinsame Untersuchungen bestand eine Zusammenarbeit mit der Fachhochschule Westschweiz-Wallis (HES-SO Valais-Wallis). Dabei ergänzten sich die HES-SO und die BFH mit Know-how, Laborinfrastruktur und verschiedenen mobilen Messgeräten.

Arbeitspakete

Das Projekt wurde in fünf Arbeitspakete (WP) gegliedert:

- WP 1: PQ-Analysen (Schwingungen)
- WP 2: PQ-Analysen (Langzeitmessungen)
- WP 3: Regelstrategien mit dezentralen Anlagen
- WP 4: Effekt der Zunahme von nichtlinearen Geräten auf die Ausbreitung von Oberschwingungen und auf die Netzimpedanz
- WP 5: Zielnetzimpedanz

Zur Erarbeitung der definierten Ziele wurden Feldmessungen, Labormessungen, Simulationen und Programmierungen durchgeführt. Im Projekt wurden umfangreiche Messkampagnen in Mittel- und Niederspannungsnetzen der Projektpartner sowie auch Labormessungen bei der BFH und der HES-SO durchgeführt. Dabei wurden die PQ-Parameter und die frequenzabhängige Netzimpedanz erfasst und die Powerline Communication untersucht.

Im Folgenden sind wesentliche Aktivitäten und Anlagen für die fünf Arbeitspakete zusammengefasst. Bei den Messkampagnen mit den Verteilnetzbetreibern ist der jeweils beteiligte Industriepartner erwähnt. Weil sich die Arbeitspakete WP 1 und WP 2 thematisch überschneiden, wurden die durchgeführten Aktivitäten und benutzten Anlagen für beide Arbeitspakete kombiniert aufgeführt.



WP 1 und 2:

- AEW: PQ-Messungen in zwei ländlichen Netzen zur Entwicklung des PQ-Index. Bei den angeschlossenen Kunden handelte es sich ausschliesslich um Ein- und Mehrfamilienhäuser sowie Bauernhäuser.
- Energie Service Biel/Bienne: PQ-Messungen in zwei städtischen Netzen zur Entwicklung des PQ-Index. Bei beiden Netzen handelte es sich um typisch urbane Netze, die inmitten des Stadtzentrums lagen. Die angeschlossenen Kunden waren primär Gewerbebetriebe wie Restaurants, Läden, Kinos und Coiffeure. Daneben wurde von beiden Netzen auch eine Vielzahl an Wohnungen versorgt.
- Energie Service Biel/Bienne: In zwei Niederspannungsnetzen mit Wohngebäuden (Mehrfamilienhäuser und Einfamilienhäuser) und vereinzelt Gewerbe wurden Messungen vor und nach Umbauten der Netztopologie durchgeführt, um den Einfluss der Umbauten (Topologieveränderungen) zu untersuchen.
- Energie Service Biel/Bienne: Messungen in zwei Unterwerken und in acht Trafostationen im Mittelspannungsnetz. Die Messungen wurden über MS/NS-Spannungswandler vorgenommen. Überall wurden auch Messdaten auf der Niederspannungsseite der Trafostationen erfasst. Das gemessene Netz erstreckte sich über eine sehr grosse Fläche der Stadt Biel und umfasste verschiedenste Kundentypen. Die Topologie des Mittelspannungsnetzes konnte während der Messkampagne durch Umschaltungen verändert werden, um den Einfluss verschiedener Schaltzustände (Topologieveränderungen) auf die Spannungsqualität zu erfassen.
- BKW: Messungen in 22 Unterwerken und 28 Trafostationen zur Analyse der Ausbreitung von PQ-Phänomenen und zur Untersuchung der Übertragung von Netzurückwirkungen über verschiedene Netzebenen.
- BKW: Messkampagnen in verschiedenen Verteilnetzen als Grundlage für ein Konzept zur Ermittlung von kritischen Netzknoten (PQ-Hotspots) und zur Abschätzung der Spannungsqualität beim Endkunden basierend auf Messungen an zentralen Netzknoten wie Trafostationen und Verteilboxen.
- Mobile Messungen: Zur Untersuchung des Übertragungsverhältnisses von induktiven MS/NS-Spannungswandlern wurden vorhandene Wandler bei BKW, ewz und dem Energie Service Biel/Bienne vor Ort mit mobilem Messequipment ausgemessen.
- Erweiterungen der Analysesoftware PQoverview (Eigenentwicklung von BFH und ESB) und Programmierung von Auswertesoftware in der Webanwendung Jupyter [7].
- Sammeln und Analysieren von Langzeitdaten des ESB, von ewz, von Repower und von SIG. Die Daten stammten von den Netzebenen 3, 5 und 7.

WP 3:

- Energie Thun: Niederspannungsnetz in einem Industrie- und Gewerbequartier. Zur Untersuchung der dezentralen Spannungsregelung standen regelbare Ortsnetztransformatoren und PV-Anlagen zur Verfügung.
- Repower: Pilotnetz zur Untersuchung des neuen Demand-Side-Management-Geräts (Smart Manager) in Kombination mit einem neuen leistungsorientierten Tarif. Repower hat im Pilotnetz die Kunden mit den neuen Geräten zur Steuerung von Lasten ausgestattet. Das Pilotnetz wurde im Rahmen des Projekts modelliert und simuliert. Die Simulationsergebnisse wurden mit den Messdaten aus der Pilotphase verglichen.



WP 4:

- AEW: In zwei Niederspannungsnetzen wurde an insgesamt neun Messpunkten untersucht, ob der Betrieb von PV-Anlagen das Rundsteuersignal beeinträchtigen kann.
- Energie Service Biel/Bienne: Zur Messung des Einflusses der Anzahl Solarwechselrichter auf die frequenzabhängige Netzimpedanz konnten bei einer PV-Anlage mit 2.1 MVA insgesamt 31 Wechselrichter einzeln ein- und ausgeschaltet werden.
- Energie Service Biel/Bienne: Mit einer Pilotanlage wurde geprüft, ob die Emissionen von Wechselrichtern im CENELEC-A-Frequenzband einen negativen Einfluss auf die G3-PLC-Kommunikationsverfügbarkeit haben. Mögliche Störeinflüsse auf die G3-PLC-Kommunikation wurden untersucht.
- ewz, Schaffner: Zwei Messkampagnen in einem städtischen Wohngebiet analysierten den Einfluss von zwei leistungsstarken Wärmepumpen auf die Pegel der Harmonischen im Verteilnetz. In der zweiten Messkampagne wurde ein Aktivfilter Ecosine Sync FN 3541 des Projektpartners Schaffner eingesetzt, um dessen Einfluss auf die Pegel der Harmonischen zu betrachten.
- Repower: Im Niederspannungsnetz einer Gemeinde wurde durch Messungen in acht Trafostationen und zwei Verteilkabinen der Einfluss auf die Spannungsqualität und die Netzimpedanz durch den Umbau der öffentlichen Beleuchtung auf LED untersucht.
- Services Industriels de Genève: Messungen in einem Niederspannungsnetz, das ein Quartier mit mehreren grossen Wohnblocks versorgt. Die Messungen dienten dem «PLC Clean Up» nach der Installation von Smart Metern.
- Feldmessung Gewerbegebäude: In Zusammenarbeit mit der HES-SO wurde bei einem Gewerbegebäude mit Elektroauto-Ladeinfrastruktur eine Messkampagne durchgeführt. Dabei wurden die Spannungsqualität, die frequenzabhängige Netzimpedanz sowie die harmonischen Ströme an den Ladestationen gemessen.
- Labormessungen: Im Labor der BFH wurde geprüft, wie genau in der Schweiz eingesetzte Smart Meter die Wirkenergie erfassen, wenn verzerrte Ströme fließen.
- Labormessungen: Eine Laboruntersuchung bei der BFH konnte gemeinsam mit Simulationen aufzeigen, warum gewisse LED-Beleuchtungssysteme im Zusammenspiel mit Dimmern flackern und wie eine mögliche Gegenmassnahme mittels Filter gestaltet werden könnte.
- Labormessungen: Im Prosumer-Lab der BFH [8] wurden Versuche mit Solarwechselrichtern durchgeführt, um deren Verhalten unter nicht-idealen Bedingungen (starke Spannungsüberschwingungen) zu testen.
- Labormessungen: Ein PLC-Testaufbau der HES-SO erlaubt, unterschiedliche PLC-Technologien (PLAN+, G3-PLC, PRIME, usw.) zu vergleichen und den Einfluss verschiedener Geräte auf ebendiese zu quantifizieren. Durch den standardisierten Aufbau ist die Wiederholbarkeit der Tests gewährleistet.
- Labormessungen: Die HES-SO untersuchte die Wärmeverluste in der Netzinfrastruktur durch niederfrequente Oberschwingungen.



WP 5:

- AEW: Das neu entwickelte «LastprofilTool ES 2050» zur Erstellung von synthetischen Leistungsprofilen wurde an einem Netz im Wohngebiet getestet. Eine Validierung der erstellten synthetischen Profile erfolgte anhand von Messdaten, die während einer zweiwöchigen Messkampagne erfasst wurden. Das Lastprofil-Tool kann heutige und zukünftige Leistungsprofile abbilden.
- Energie Service Biel/Bienne: Basierend auf dem Mittelspannungsnetz des ESB wurden zukunftsorientierte Zielnetzplanungsstrategien entwickelt und analysiert. Die Auswirkungen auf das Netznutzungsentgelt wurden exemplarisch beurteilt.
- Energie Thun: Anhand des Niederspannungsnetzes in einem Industrie- und Gewerbequartier, das bereits im Arbeitspaket WP 3 für Analysen zur Verfügung stand, wurden der Sinn (technisch) und die Wirtschaftlichkeit von NS-Spannungsreglern untersucht.
- Mittels Literaturstudie wurde untersucht, welchen Einfluss eine Verschlechterung der Spannungsqualität auf die Lebensdauer von bestimmten Netzelementen hätte. Basierend auf den Langzeitdaten, die im Arbeitspaket WP 2 gesammelt und analysiert wurden, wurde bewertet, wie die aktuelle Entwicklung der Spannungsqualität in der Zielnetzplanung zu berücksichtigen ist.
- Integration/Erweiterung des Zielnetzplanungstools «ZNP light»: Um das Planungstool «ZNP light» zu erweitern, wurden folgende Aktivitäten umgesetzt:
 - 1. Aktivität: Erweiterung, um die Bedienung und Analyse zu vereinfachen
 - 2. Aktivität: PQ-Index zur Bewertung von PQ-Parametern entwickeln (siehe WP 2)
 - 3. Aktivität: Integration des unter Aktivität 2 entwickelten PQ-Index in das Tool
- Basierend auf den Ergebnissen der WP 1 bis 5 wurden Empfehlungen für die Netzplanung und den Netzbetrieb ausgearbeitet.

Zu Beginn jedes Arbeitspakets wurden die durchzuführenden Studien definiert und die Ziele sowie die Forschungsfragen festgehalten. Die einzelnen Studien innerhalb der Arbeitspakete wurden jeweils mit einem detaillierten Bericht dokumentiert und mit den Projektpartnern diskutiert. Einzelne Untersuchungen wurden direkt vor Ort bei den Industriepartnern präsentiert und mit den Experten der Unternehmen besprochen. Dies stellte den Wissenstransfer von der Wissenschaft in die Wirtschaft sicher und unterstützte die Implementierung der Forschungsergebnisse in der Praxis. Für jedes der fünf Arbeitspakete wurde ein eigener Bericht geschrieben, welcher jeweils die Resultate zusammenfasst. Diese Berichte sind als Anhänge zu diesem Schlussbericht erhältlich (Kapitel 12). In den Berichten zu den Arbeitspaketen wurde diskutiert, wie die Ziele erreicht und die Forschungsfragen beantwortet wurden. Allfällige weiterführende Arbeiten oder nicht beantwortete Fragen wurden aufgeführt.



Verwendete Messgeräte

Für die PQ-Messungen wurden PQ-Boxen 100/150/200 des Herstellers A. Eberle verwendet (Fig. 1). Dabei handelt es sich um Netzanalysatoren für Nieder-, Mittel-, und Hochspannungsnetze. Die eingesetzten PQ-Boxen sind Messgeräte der Klasse A [9].



Fig. 1: PQ-Box 150 von A. Eberle

Die Netzimpedanz wurde mit dem DSA (Digitaler Spannungsanalysator) gemessen (Fig. 2). Der DSA misst die frequenzabhängige Netzimpedanz von 6 bis 2'500 Hz und stellt diese in einer Grafik dar. Für die weitere Verarbeitung lassen sich die Werte im Bereich von 50 bis 2'500 Hz in 50-Hz-Schritten exportieren. Weil die Messungen bei 2'500 Hz (50. Harmonische) in der Regel unrealistische Werte aufweisen, werden diese in der Analyse der DSA-Messdaten jeweils nicht betrachtet. Der Grund für die unrealistischen Werte ist unbekannt. Zudem wurde auch das IGOR-Meter (Messbereich: 1 bis 500 kHz) der HES-SO für umfangreiche Messungen eingesetzt (Kapitel 4.11).



Fig. 2: DSA (Digitaler Spannungsanalysator)



3 PQ-Analysen in MS- und NS-Netzen

3.1 Ausbreitung und Übertragung von PQ-Phänomenen

Die Analysen im Mittelspannungsnetz (MS-Netz) zeigten für alle PQ-Phänomene tendenziell eine mittlere bis hohe Korrelation zwischen der gemessenen Ausprägung in der Trafostation (TS) und dem Unterwerk (UW) [10]. 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. In Fig. 3 sind die Ergebnisse für 25 Leitungen zwischen den TS und den Abgängen der UW dargestellt. Die Darstellung zeigt, wie stark die Spannung, der Flicker, die Unsymmetrie und der Gesamtoberschwingungsgehalt der Spannung (THDu) am UW-Abgang mit den Werten in der jeweiligen TS korrelierten. Ein Beta von 1 bedeutet, dass im Regressionsmodell das Phänomen im UW genauso auftrat wie in der TS. Einige Punkte weisen ein Beta von grösser 1 auf, was bedeutet, dass die Ausprägung für diese Punkte im UW höher war als in der TS. Für jede Leitung wurde die Korrelation berechnet und in der Abbildung als einzelner Punkt in Abhängigkeit der Leitungslänge dargestellt. Entspricht das Modell den Messwerten gut, ist der Farbpunkt kräftig, bei zunehmender Abweichung der Messwerte vom Modell ist die Farbe blasser abgebildet.

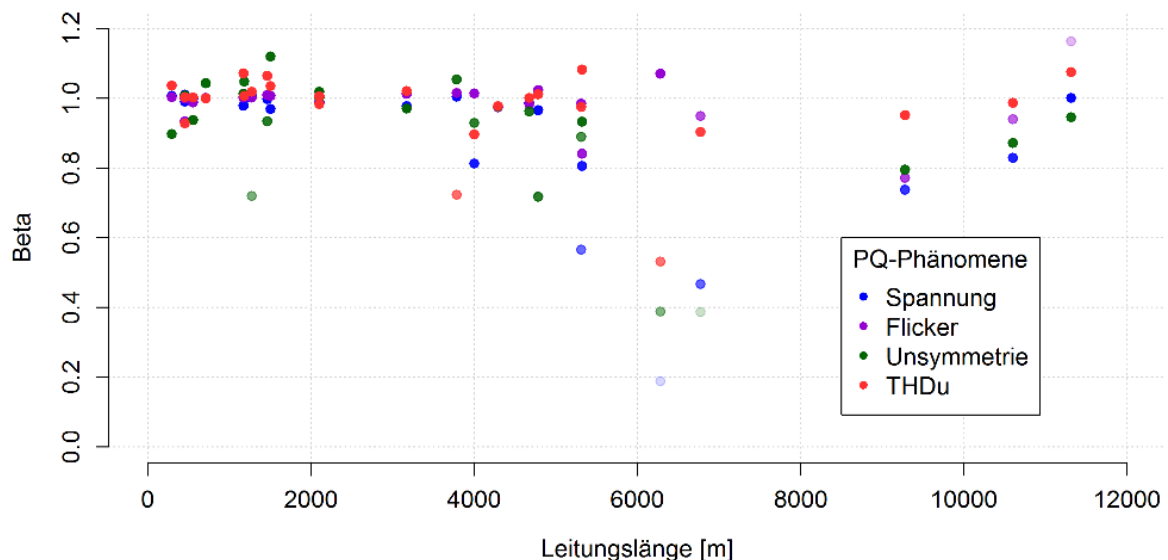


Fig. 3: Korrelation der gemessenen PQ-Phänomene zwischen 25 TS und deren UW

Untersuchungen in Niederspannungsnetzen (NS-Netzen) zeigten, dass PQ-Phänomene an nahe beieinanderliegenden Netzknoten mit wenigen oder leistungsschwachen Kunden oftmals ähnliche Amplituden und Formen aufwiesen. Waren die Distanzen zwischen Netzknoten eher gross und waren viele Endkunden an den Verknüpfungspunkten angeschlossen, war die Korrelation zwischen den Netzknoten eher schwach oder gar nicht vorhanden.

Messdaten haben gezeigt, dass die NS-Ströme in der TS einen höheren Einfluss auf die Niederspannung haben als auf die Mittelspannung. Es wurde erkannt, dass die Summe aller Oberschwingungsströme (OS-Ströme) die OS-Spannungen auf der MS-Ebene so stark bestimmt, dass OS-Ströme von einzelnen Trafostationen, selbst wenn dort leistungsstarke Bezüger angeschlossen sind, keinen dominanten Einfluss auf die MS-Ebene haben. Diese Ergebnisse stehen aber auch im Zusammenhang mit der jeweiligen frequenzabhängigen Netzimpedanz.



3.2 Übertragung von Oberschwingungen auf der NE 6

Die 5. Spannungsharmonische verhielt sich auf der MS- und NS-Seite von 25 TS ähnlich [10]. Der Flicker auf der MS-Seite der Transformatoren war gleich oder kleiner als auf der NS-Seite. Für die Unsymmetrie, den Gesamtoberschwingungsgehalt der Spannung und die 7. sowie 11. Spannungsharmonische lag bei mehr als der Hälfte der untersuchten Transformatoren keine Korrelation zwischen der MS- und NS-Seite vor. Bei Dy-Transformatoren zeigten die 3. und 9. Spannungsharmonische keine Korrelation zwischen der MS- und NS-Seite.

3.3 Einflüsse durch Topologieveränderungen

Die Datenauswertung einer MS-Messkampagne (Fig. 4) zeigte eine allgemein hohe Reserve zu den Grenzwerten gemäss EN 50160 [11] und nur einen geringen Einfluss des Schaltzustandes (Topologie) der MS-Ebene auf die einzelnen PQ-Parameter im MS-Netz und in den NS-Netzen [12].

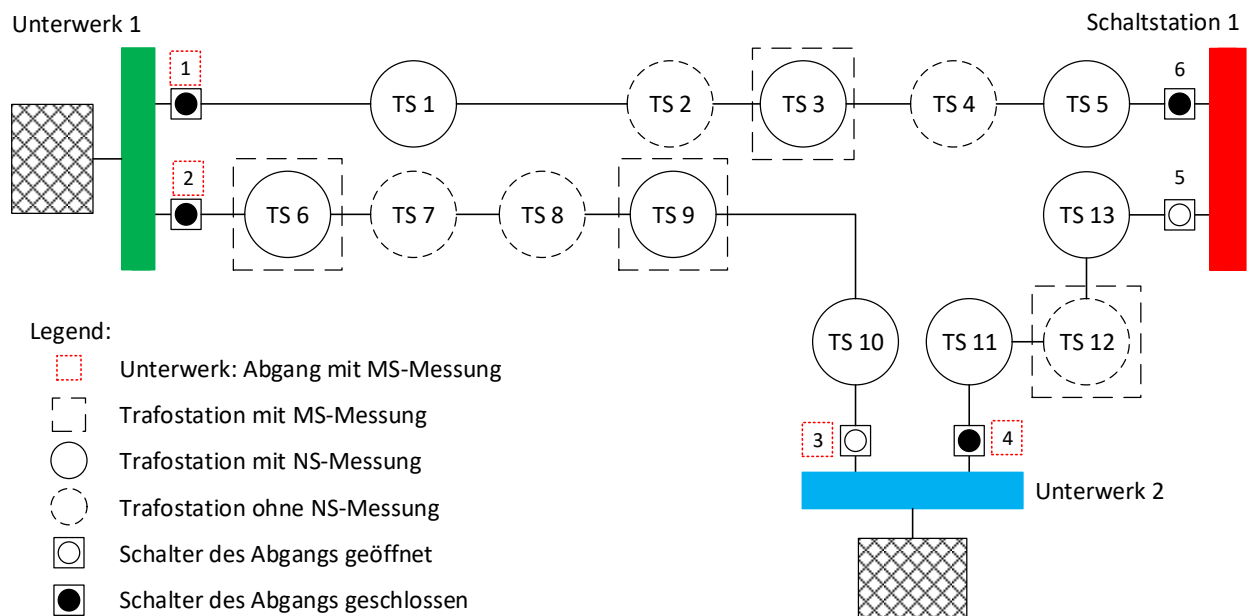


Fig. 4: Schema des analysierten MS-Netzes im Standard-Schaltzustand

Auch PQ-Messungen in zwei NS-Netzen vor und nach Topologieumbauten (Fig. 5) mit neuen Leitungen und Verteilkabinen (VK) zeigten im alten und neuen Zustand an den meisten Messstellen ähnliche Ergebnisse und keine generelle Verschlechterung der Spannungsqualität [13].

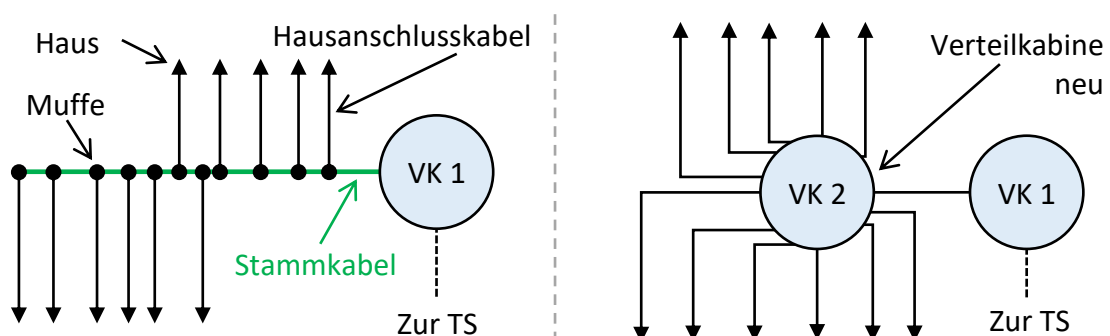


Fig. 5: Netztopologie eines der beiden ausgemessenen NS-Netzen vor (links) und nach (rechts) dem Umbau



3.4 Übertragungsverhalten von MS/NS-Spannungswandlern

Für Messungen im MS-Netz werden oftmals induktive Spannungswandler eingesetzt. Der Grossteil der geprüften MS/NS-Spannungswandler hielt die Richtwerte für Übertragungsfehler [14] ein, aber einzelne Wandler überschritten diese dennoch [15]. Die Richtwerte betragen für Frequenzen kleiner 1 kHz $\pm 2\%$, für Frequenzen kleiner 2 kHz $\pm 4\%$ und für Frequenzen kleiner 2.5 kHz $\pm 6\%$. Oberhalb der 25. Harmonischen (1.25 kHz) nahm der Übertragungsfehler teils stark zu (bis zu -40%) (Fig. 6 und Fig. 7). Es wird daher empfohlen, bei PQ-Messungen im MS-Netz oberhalb von 1.25 kHz die Ergebnisse mit Vorsicht zu betrachten und eher qualitative denn quantitative Aussagen zu treffen.

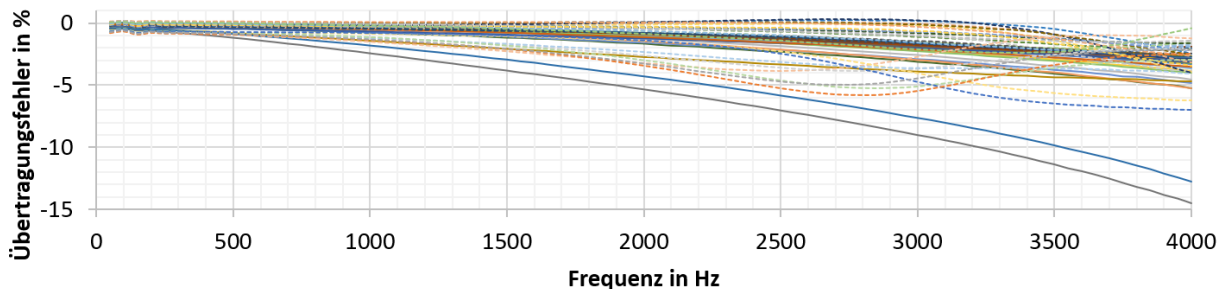


Fig. 6: Gemessene Übertragungsfehler von Typ 2 (durchgezogen) und Typ 3 (gestrichelt)

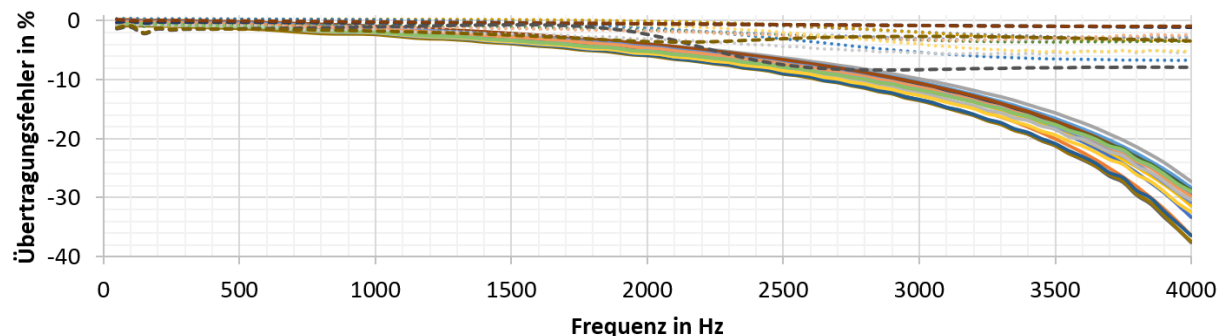


Fig. 7: Gemessene Übertragungsfehler von Typ 1 (durchgezogen), 4 (gepunktet) und 5 (gestrichelt)

3.5 Analyse von Langzeitdaten

Zur Analyse von Langzeitdaten wurde das Software-Tool PQoverview (Eigenentwicklung von BFH und ESB) weiterentwickelt und eine Programmierung von Auswertesoftware in der Webanwendung Jupyter [7] vorgenommen. Messdaten von vier Netzbetreibern standen zur Verfügung. Diese waren über verschiedene Zeiträume und aus der MS- und NS-Ebene vorhanden. Ein Grossteil der Daten stammte aus Stadtgebiet.

Die Analysen zeigten, dass die PQ-Parameter keine generelle Verschlechterung über die Zeit aufwiesen [16]. Fig. 8 stellt die 95%-Werte des THD_U von 69 Messpunkten eines Netzbetreibers im NS-Netz dar und Fig. 9 vergleicht den Verlauf des Medians der Jahre 2015-2018 aus Fig. 8. Es kann zwar erkannt werden, dass im Jahr 2018 der THD_U oftmals höhere Werte als in den Jahren zuvor aufweist, jedoch ist die Änderung in Prozent gering und die Reserve zum Grenzwert von 8 % sehr gross.

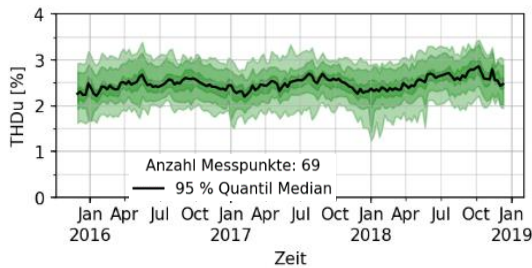


Fig. 8: Langzeitprofil des THDu (95%-Werte)

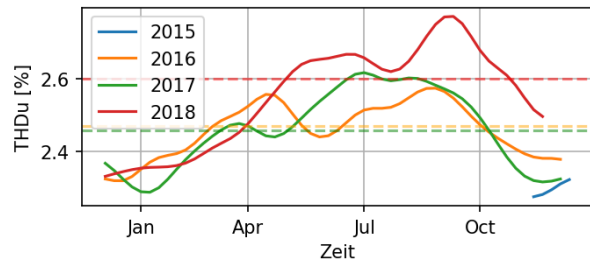


Fig. 9: Fourier-Spektrum des Profils aus Fig. 8

Schliesslich wurde in der Auswertung von verschiedenen PQ-Parametern die Qualitätsreserve in Prozent zu den Grenzwerten gemäss EN 50160 berechnet. In Fig. 10 ist für 69 Messpunkte auf der Niederspannungsebene eines Netzbetreibers jeweils die Qualitätsreserve für die Jahre 2015 bis 2018 eingezeichnet. Dabei wurde für jeden PQ-Parameter (Spannungseffektivwerte, Unsymmetrie, Langzeit-Flicker, THDu und ungerade Spannungsharmonische von der 3. bis zur 25. Ordnung) die Reserve basierend auf 99 % der Messwerte, um Ausreisser nicht zu betrachten, berechnet. Die Reserven jedes PQ-Parameters pro Messpunkt wurden summiert und durch die Anzahl der PQ-Parameter geteilt. Mit Ausnahme von zwei Messpunkten im Jahr 2018 wiesen alle Messpunkte im Durchschnitt mehr als 50 % Reserve auf.

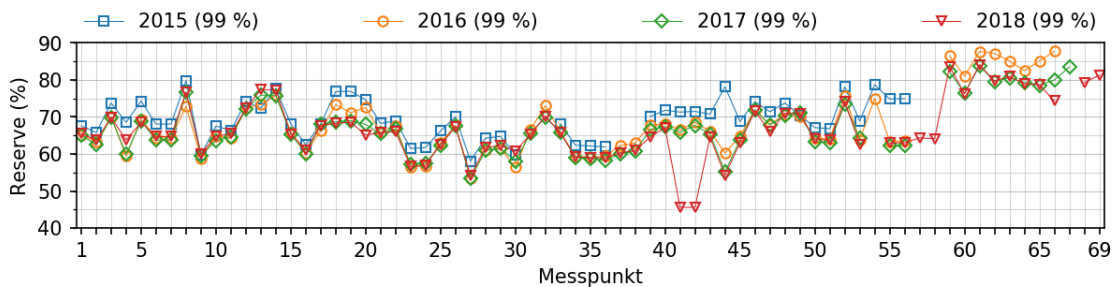


Fig. 10: Durchschnitt der gemessenen Qualitätsreserven der PQ-Parameter pro Messpunkt

3.6 PQ-Index (Qualitätsindex)

Es wurde eine Methode entwickelt, die alle PQ-Phänomene pro Netzknoten in einem Index, dem PQ-Index, zusammenfasst (Fig. 12) [17]. Damit muss bei der Beurteilung der Spannungsqualität pro Netzknoten nur noch ein einzelner Wert betrachtet werden. Dazu werden alle PQ-Phänomene unter Berücksichtigung deren Grenzwerte nach EN 50160 und deren Durchschnittswerte in ein gemeinsames Bezugssystem gebracht und anschliessend nach den Bedürfnissen des VNB individuell bewertet und gewichtet. Diese Bewertung und Gewichtung erlaubt dem VNB, den Einfluss der einzelnen PQ-Parameter auf den Index zu bestimmen. Für die Berechnung des PQ-Index aus Messdaten und für die Analyse wurde die Software DISQ (**D**istribution **S**ystem **Q**uality **I**ndex) entwickelt. Zudem wurde der PQ-Index in das Tool «ZNP light» integriert (Kapitel 6.5).

Der PQ-Index setzt sich aus den drei Teilindizes, PQ_{Avg} , PQ_{Max} und PQ_{99} zusammen. Der Teilindex PQ_{Avg} entspricht dem arithmetischen Mittel aller bezogenen PQ-Parameter und beschreibt die mittlere Spannungsqualität. PQ_{Max} repräsentiert den schlechtesten PQ-Parameter und ermöglicht dadurch eine zuverlässige Erkennung von Grenzwertverletzungen. Der Teilindex PQ_{99} ist eine Kombination aus PQ_{Avg} und PQ_{Max} . Das heisst, einzelne ausreissende PQ-Parameter werden stark hervorgehoben, während geringe Veränderungen der PQ-Parameter zwar gezeigt, aber nicht überbewertet werden.

Mittels der Software DISQ wurden die drei Komponenten des PQ-Index, PQ_{Avg} , PQ_{Max} und PQ_{99} , von insgesamt 122 Messpunkten berechnet und grafisch dargestellt. Fig. 11 zeigt den Teilindex PQ_{Avg} ,



nach welchem die mittlere Spannungsqualität im Netz im Allgemeinen sehr gut ist. Ab dem August 2018 ist eine abrupte Verschlechterung an zwei Messpunkten zu erkennen. Dabei handelt es sich um einen Trafokreis in einem urbanen Wohnquartier. Die Ursache für die Verschlechterung ist vermutlich eine Sanierung der Trafostation mit gleichzeitiger Umschaltung in diesem Zeitraum.

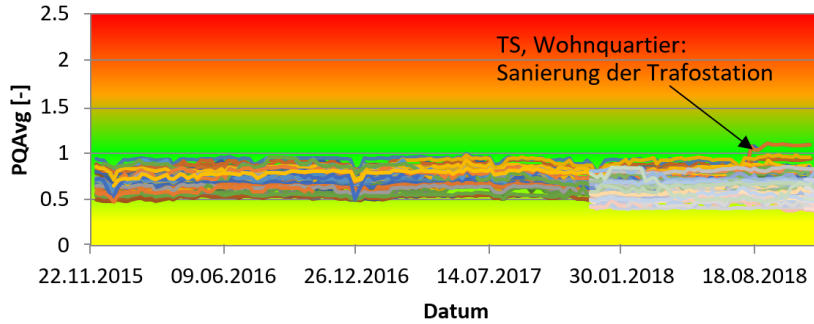


Fig. 11: Teilindex PQ_{Avg} der Langzeitdaten

PQ-Index	PQ ist:
$0 < PQ\text{-Index} \leq 0.5$	zu gut
$0.5 < PQ\text{-Index} \leq 1.5$	gut
$1.5 < PQ\text{-Index} \leq 2$	kritisch
$2 < PQ\text{-Index}$	schlecht

Fig. 12: Schwellwerte des PQ-Index

3.7 Identifikation von PQ-Hotspots

Um aus Kostengründen nur die kritischsten Netzknoten mit PQ-Messgeräten überwachen zu müssen, ist es nötig, PQ-Hotspots zu erkennen. Massgeblich für die Beurteilung von PQ-Hotspots ist der Übergabepunkt zwischen Netzbetreiber und dem Kunden, also der Netzanschlusspunkt. Ein einfacher Ansatz zur Identifikation potenzieller PQ-Hotspots besteht darin, die relative Spannungsänderung d für symmetrische Lasten nach Formel 1 zu berechnen.

$$d = \frac{\Delta U}{U_V} \approx \frac{\Delta S_A}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi_{kV} - \varphi) \quad \text{Formel 1}$$

Für eine Worst-Case-Betrachtung kann der Kosinus-Term auf 1 gesetzt werden. S_{kV} kann in der Regel von den meisten VNB bestimmt werden. Schwieriger ist jedoch die Bestimmung der Leistungsänderung ΔS_A . Daher wurden verschiedene Methoden entwickelt, um ΔS_A zu quantifizieren und d zu berechnen. Der Algorithmus mit diesen Methoden zur Bestimmung potenzieller PQ-Hotspots ist in Fig. 13 dargestellt und in [18] im Detail beschrieben.

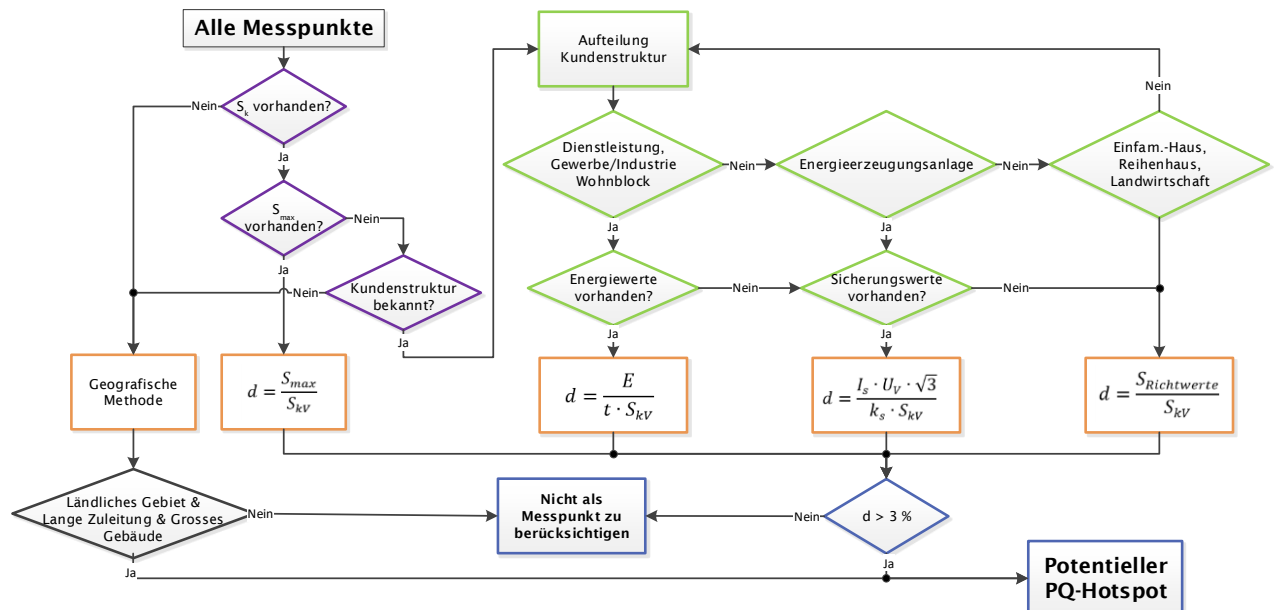


Fig. 13: Algorithmus zur Bestimmung von PQ-Hotspots



d	Relative Spannungsänderung in p.u.	t	Faktor für die Anzahl Betriebsstunden in h
E	Jährlicher Energieverbrauch in kWh	Ψ_{kV}	Netzimpedanzwinkel in $^\circ$
I_s	Bemessungsstrom der Sicherung in A	φ	Winkel der Laständerung in $^\circ$
k_s	Korrekturfaktor (Verhältnis zwischen dem Bemessungsstrom der Sicherung und der maximalen Stromänderung bedingt durch die maximale Leistungsänderung)		
ΔS_A	Scheinleistungsänderung in kVA		
S_{kV}	Kurzschlussleistung (dreiphasig, symmetrisch) am Verknüpfungspunkt in kVA		
S_{max}	Maximale Scheinleistungsänderung des/der Kunden in kVA (= ΔS_A in Formel 1)		
$S_{Richt.}$	Scheinleistung gemäss den Richtwerten in kVA		
ΔU	Verkettete Spannungsänderung in V		
U_V	Verkettete Spannung am Verknüpfungspunkt in V		

3.8 Reduktion der Anzahl PQ-Messpunkte

Sobald die PQ-Hotspots (Kapitel 3.7) bestimmt sind, kann die Anzahl der Messpunkte weiter reduziert werden, indem die Messpunkte von Hausanschlusskasten (HAK) oder VK in Trafostationen verlegt werden. Um die PQ-Parameter in HAK und VK basierend auf Messungen in TS quantifizieren zu können, muss der Qualitätsverlust ΔQ_R über den Leitungen für die PQ-Parameter bekannt sein (Fig. 14). Der Qualitätsverlust ist die Differenz zwischen der Qualitätsreserve Q_R von zwei Netzknoten.

Die Umsetzung dieses Verfahrens erfordert einen grossen Aufwand, da die kritischen Netzanschlusspunkte ermittelt werden müssen und an allen Punkten gemessen werden muss. Ziel der Studie war es daher, eine möglichst effiziente Methodik zur Bestimmung der Qualitätsverluste von Flicker- und Oberschwingungsspannungen zu finden. Das Flussdiagramm in Fig. 15 stellt das entwickelte Verfahren dar, welches in [18] dokumentiert ist.

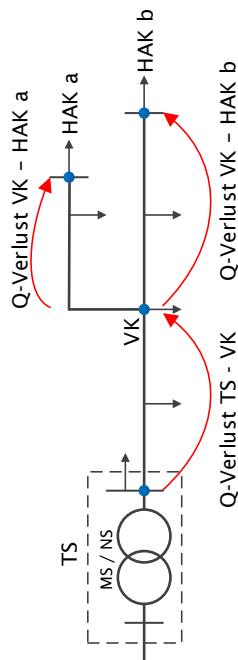


Fig. 14: NS-Netz mit zwei Netzanschlüssen (HAK a, HAK b) und die Qualitätsverluste (Q-Verlust) über den Leitungen

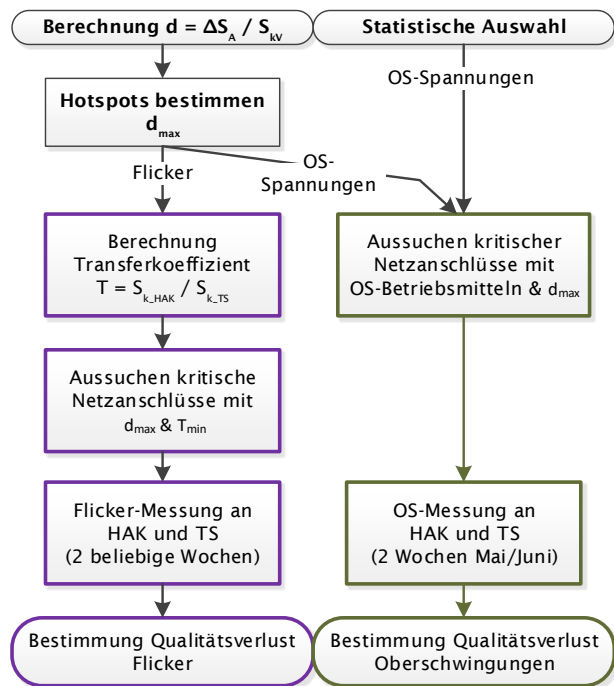


Fig. 15: Methodik zur Bestimmung des Qualitätsverlusts von Flicker und Oberschwingungsspannungen



4.2 Erhöhte 15. Harmonische

In einem städtischen Niederspannungsnetz wurde ein Wohngebäudekomplex untersucht, in dem die Heizwärme und das Warmwasser von zwei Wärmepumpen erzeugt werden: einer grossen, die von einem 150-kW-Inverter angetrieben wird, und einer kleinen, von einem 35-kW-Inverter angetriebenen Wärmepumpe. Während des Betriebs der grossen Wärmepumpe wurden signifikante Spannungsamplitudenänderungen der 15. Harmonischen registriert [21] [22]. Der Betrieb der Wärmepumpen führte zu einer höheren Amplitude des Oberschwingungsstroms der 15. Harmonischen, was den Spannungsabfall für die 15. Spannungsharmonische über der Netzimpedanz beeinflusste. Die Messungen am Anschlusspunkt der Wärmepumpen ergaben, dass die grosse Wärmepumpe einen stärkeren Einfluss auf das Spannungsniveau hatte als die kleine, insbesondere bei Betrieb mit maximaler Leistung. Im Gegensatz dazu führte die kleine Wärmepumpe zu Spannungsschwankungen, die nicht proportional zu den durch die grössere Wärmepumpe verursachten Spannungsänderungen waren. Die Variation der Stromamplitude hatte also nicht in beiden Fällen (Betrieb der grossen oder kleinen Wärmepumpe) einen Einfluss auf die Spannungsamplitude. Ein ähnliches Verhalten wie an der Anschlussstelle der Wärmepumpen zeigte sich auch an den anderen Messstellen des Gebäudekomplexes (Fig. 17: Trafostation, Haus 1 und Haus 2) für alle Phasenleiter. Die niedrigsten Amplituden wurden in der Trafostation gemessen. Im Gegensatz zu den Ergebnissen im Gebäudekomplex wurde an der Verteilnische und an der Verteilkabine, die über lange Kabel mit der Trafostation verbunden waren, ein anderes Verhalten der drei Phasen festgestellt. Der Pegel der 15. Spannungsharmonischen an beiden entfernten Punkten war auf L2 und L3 höher, wenn nur die kleine oder keine Wärmepumpe in Betrieb war.

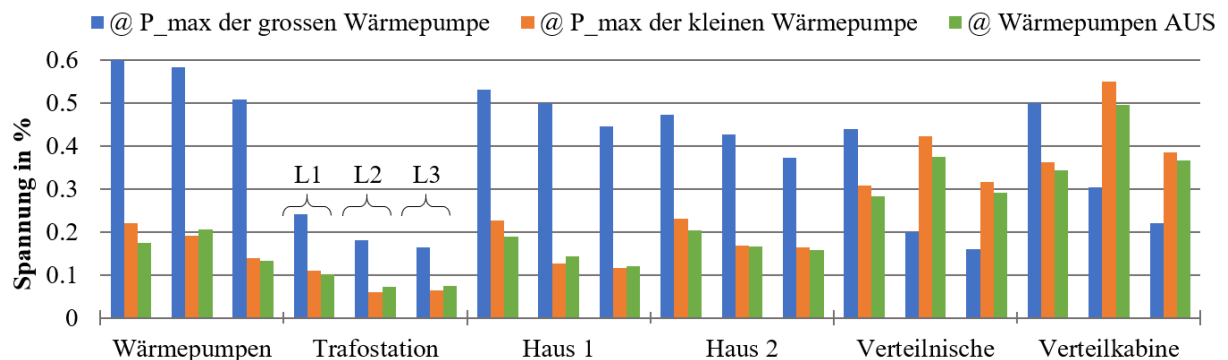


Fig. 17: Gemessene Spannungsamplituden der 15. Harmonischen für Phase L1 bis L3 bei drei Betriebszuständen ohne Aktivfilter

Ein Aktivfilter Ecosine Sync FN 3541 von Schaffner [23] wurde am Anschlusspunkt der Wärmepumpen installiert, um die 15. Stromharmonische auf allen drei Phasen aktiv zu kompensieren und um die Spannungsqualität zu verbessern. Durch den Einsatz des Filters wurden die Ströme der 15. Harmonischen in den Phasen L1 bis L3 reduziert. Insgesamt verringerten sich durch den Aktivfilter die Spannungspegel der 15. Harmonischen am Anschlusspunkt der Wärmepumpen und im gesamten Gebäudekomplex inkl. Trafostation. Auf die entfernten Netzpunkte (Verteilnische und Verteilkabine) hatte der Filter jedoch keine Auswirkung. Die Messungen und die Simulationen im Netzsimulationstool PowerFactory haben gezeigt, dass Inverter die harmonischen Spannungspegel an allen Punkten eines Verteilnetzes erheblich beeinflussen können. Kritische harmonische Amplituden werden durch Inverter mit hoher Leistung, aber auch durch die Summe vieler verschiedener nicht-idealer Lasten, die an unterschiedlichen Anschlusspunkten angeschlossen sind, verursacht. Aktive Oberschwingungsfiler sind in der Lage, die von den nichtlinearen Lasten erzeugten Oberschwingungsströme zu kompensieren und das lokale Spannungsprofil zu verbessern. Wenn das Netz mehrere nichtlineare Lasten aufweist, die Stromüberschwingungen in das Netz einspeisen, ist die Korrekturwirkung eines Aktivfilters an entfernten Netzpunkten begrenzt. Um die Amplituden der Oberschwingungsspannungen im gesamten analysierten Netz zu verringern, wäre eine aktive Filterung an allen Netzknoten, an denen relevante Oberschwingungsströme verursacht werden, erforderlich.



4.3 Wechselrichter mit Harmonischen bis zum instabilen Betrieb

Mit Tests im Prosumer-Lab der BFH [8] wurde analysiert, ob Wechselrichter (WR) bei starken Spannungsüberschwingungen funktionieren [24]. Dabei wurde festgestellt, dass Geräte erst bei deutlichem Überschreiten der Grenzwerte nach EN 50160 ausschalteten. Fig. 18 zeigt das Verhalten von insgesamt vier getesteten Wechselrichtern. Zum Zeitpunkt 1 waren alle Wechselrichter in Betrieb. Der Gesamtüberschwingungsgehalt der Spannung THD_U betrug rund 0.25 %. Danach wurde der THD_U sukzessive erhöht. Bei einer Verzerrung von mehr als dem Doppelten des Grenzwerts, der bei 8 % liegt, schaltete der erste Wechselrichter aus (Zeitpunkt 2). Nach einer weiteren Erhöhung schalteten nacheinander zwei Wechselrichter aus (Zeitpunkt 3 und 4). Ein vierter Wechselrichter blieb dauernd in Betrieb. In der Praxis sind solch hohe Verzerrungen, die in den Tests zu Abschaltungen geführt haben, unwahrscheinlich. Falls sich jedoch ein WR durch kurzfristige hohe Verzerrungen vom Netz trennen würde, startete er seine Einspeisung nach kurzer Zeit automatisch erneut.

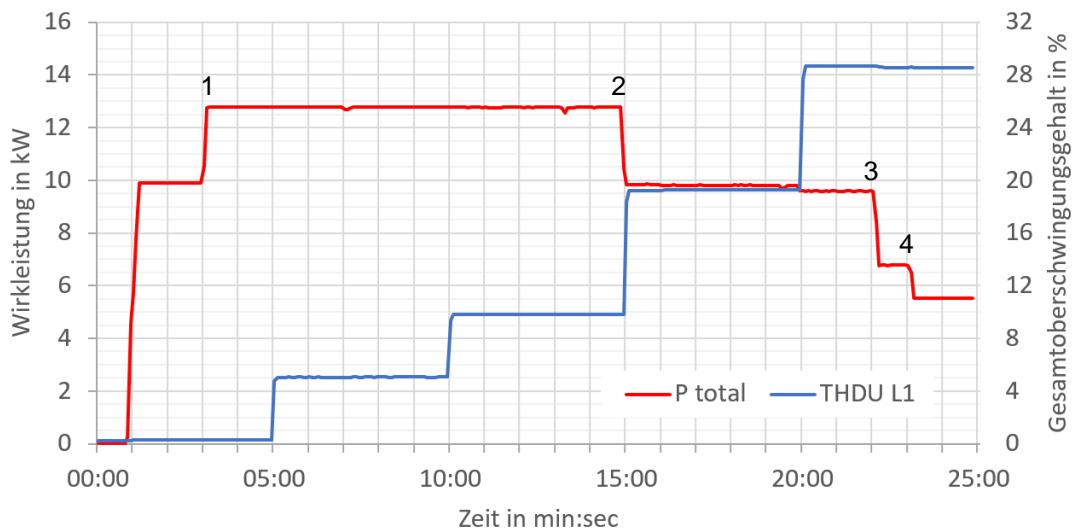


Fig. 18: Gemessenes Verhalten von Wechselrichtern bei unterschiedlichem Gesamtüberschwingungsgehalt THD_U

4.4 Beeinflussung der fNI durch PV-Wechselrichter

Solarwechselrichter können die Netzimpedanz am Anschlusspunkt einer Photovoltaik-Anlage verändern, wie Messungen an einer Anlage (2.1 MVA) mit 31 Wechselrichtern aufzeigten [25]. Dabei wurden nacheinander Wechselrichter ausgeschaltet und die frequenzabhängige Netzimpedanz erfasst (Fig. 19). Die gestrichelten Linien zeigen die fNI-Kurven direkt auf der Niederspannungsseite der Transformatoren, an welche die PV-Anlagen angeschlossen waren. Die durchgezogenen Linien repräsentieren die fNI-Kurven am Anschlusspunkt der Photovoltaik-Anlage (PVA) Süd.

Die fNI-Kurven in der Trafostation verlaufen immer ähnlich, was auf die langen Kabel zwischen den PV-Anlagen und der MS/NS-Trafostation zurückzuführen ist. Aufgrund der Leitungsimpedanz hatten die Solarwechselrichter keinen sichtbaren Einfluss auf die fNI in der TS. Da die Kabellänge zwischen den beiden PV-Systemen noch länger war, war der Einfluss der PV-Anlage Nord bei der Messung am Anschlusspunkt der PV-Anlage Süd (dunkelblaue und grüne Kurve) nicht sichtbar. Beide Kurven verlaufen fast identisch.

Insgesamt 31 Wechselrichter befanden sich in der PV-Anlage Süd und wurden während den Messungen sukzessive abgeschaltet. Messungen mit dem Messgerät IGOR der HES-SO bis 200 kHz zeigten deutlich, dass sich der Resonanzpunkt der fNI mit abnehmender Anzahl der Wechselrichter in einen höheren Frequenzbereich verschoben hatte. Die Ergebnisse zeigten auch, dass die Solarwechselrichter die fNI bei einigen Frequenzen drastisch reduzierten, was theoretisch Kommunikationssignale bei diesen Frequenzen stören könnte [26].

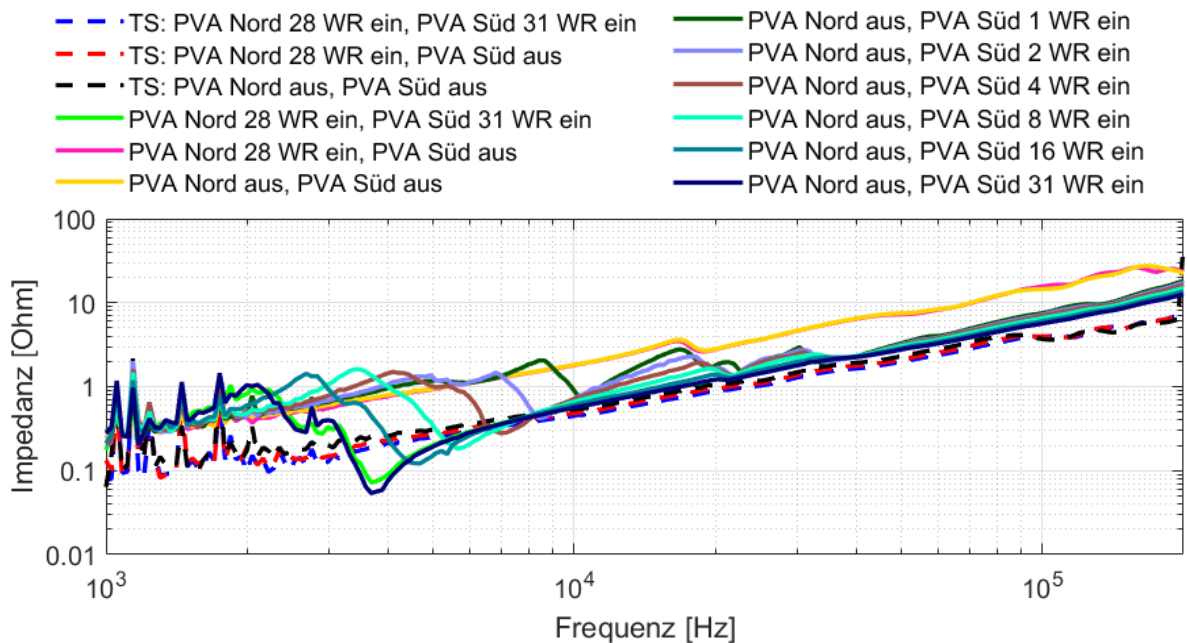


Fig. 19: Betrag der fNI, gemessen in der TS und an der PV-Anlage Süd, 1 bis 200 kHz (Quelle: HES-SO)

4.5 Messung der fNI in TS und VK

Die BFH hat im Auftrag des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) zusammen mit der TU Dresden und der HES-SO eine Messkampagne zur frequenzabhängigen Netzimpedanz in der Schweiz organisiert. Diese und weitere Messungen der TU Dresden in Deutschland, Österreich und Tschechien zeigten deutlich, dass die frequenzabhängige Netzimpedanz in TS und VK in allen Regionen der Schweiz sowie in den untersuchten Ländern ähnliche Verläufe aufweist (Fig. 20) [27] [28]. Die wesentlichen Unterschiede liegen in den Amplituden, die insbesondere im Frequenzbereich unterhalb von 2 kHz umgekehrt proportional von den jeweiligen Kurzschlussleistungen abhängen. Im Bereich oberhalb von 2 kHz ist durch den steigenden Einfluss der lokal angeschlossenen Geräte und Anlagen eine immer geringere Abhängigkeit der fNI von der Kurzschlussleistung zu beobachten.

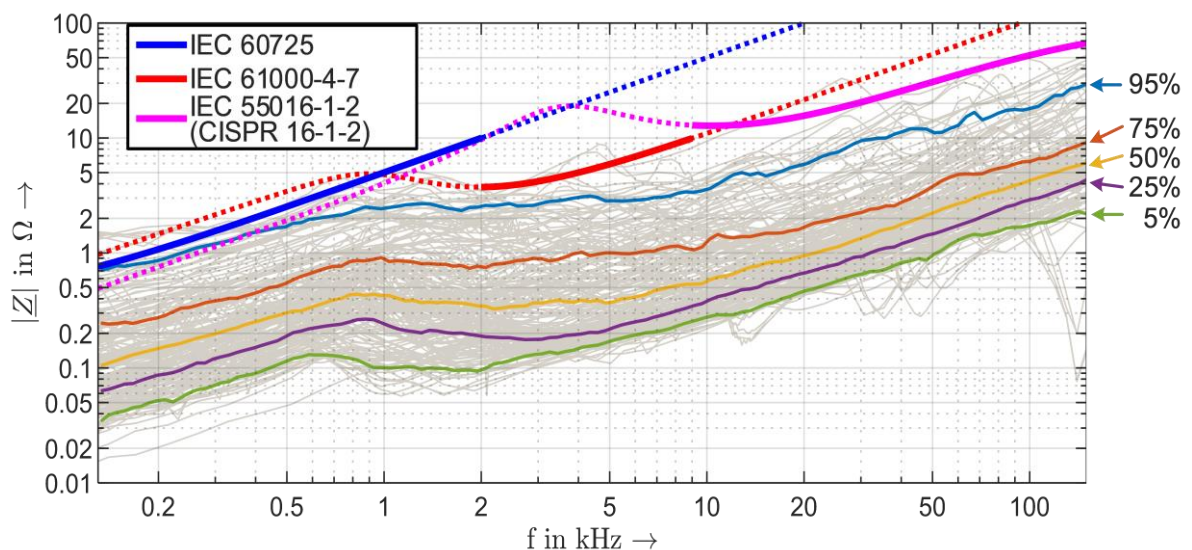


Fig. 20: Typische Verläufe der fNI (graue Kurven) in DE, CH, AUT und CZ mit Perzentil-Kurven [28]



4.6 Wechselwirkungen zwischen Geräten

In einem Gewerbegebäude mit Ladeinfrastruktur und Photovoltaikanlage wurden in einer Messkampagne die Spannungsqualität und die harmonischen Ströme (Stromüberschwingungen) gemessen. Die Auswertung zeigte, dass alle PQ-Parameter die EN 50160 einhielten. Weiter wurde auf der Sammelschiene der Hauptverteilung der Anlage sowie auf einzelnen Abgängen zu verschiedenen Verbrauchern die fNI gemessen [29].

Die Impedanz und deren Wirkung wurde in zwei Bereiche unterteilt: In Niederfrequenzen unterhalb von 2.5 kHz und in Hochfrequenzen oberhalb von 2.5 kHz. Die Analyse der fNI an der Sammelschiene der Hauptverteilung zeigte für die Niederfrequenzen keine Auffälligkeiten. Die Ladestationen und Photovoltaikanlage beeinflussten die Netzimpedanz im Frequenzbereich von 50 Hz bis 2.5 kHz nicht sichtbar. Der geringe Einfluss durch die Anlagen lässt sich durch die sehr nahe gelegene Trafostation (zirka 80 Meter entfernt) und die hohe Leistung des Transformators (1 MVA) erklären. Der Einfluss des Transformators auf die fNI war in diesem Fall dominant gegenüber den einzelnen Verbrauchern. Im unteren und mittleren Niederfrequenzbereich (50 Hz bis 2 kHz) und im oberen Hochfrequenzbereich (50 kHz bis 150 kHz) dominierte die Zuleitung zum Transformator bzw. die Abgänge zu den Lasten. Im Frequenzbereich von 2 kHz bis 50 kHz lassen sich die Resonanzstellen leicht erkennen (Fig. 21). Die Serienresonanz bei ca. 16 kHz ist auf die Induktivitäten der Abgänge zu den Verbrauchern mit den EMV-Filtern zurückzuführen. Die Parallelresonanz bei ca. 3.5 kHz entstand durch die Versorgungsleitung der Trafostation in Verbindung mit den gleichen EMV-Filterkapazitäten.

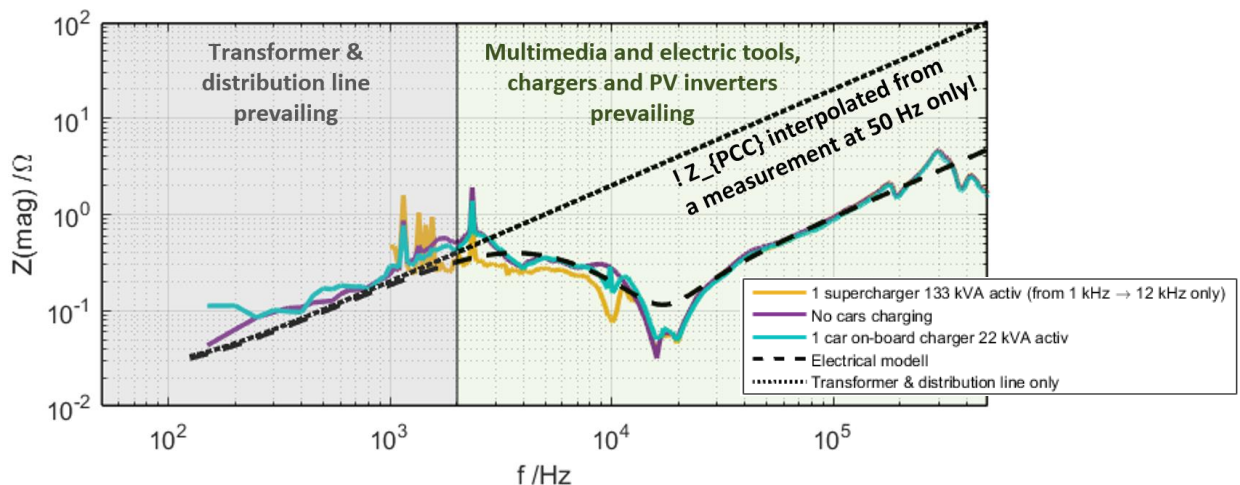


Fig. 21: Gemessener Betrag der fNI an der Sammelschiene

Fig. 21 bekräftigt die Annahme, dass der Niederfrequenzbereich durch die Kurzschlussleistung des Transformators beeinflusst wird, während der Hochfrequenzbereich durch die EMV-Filter aller an die Hauptsammelschiene angeschlossenen Geräte beeinflusst wird. Aus der Analyse der Stromüberschwingungen und der fNI konnte gefolgert werden, dass die von den Wechselrichtern durch PWM-Modulation erzeugten Stromüberschwingungen kaum zum Transformator fließen, wenn die Trafostation relativ weit entfernt ist, da die Impedanz bis zur Trafostation wesentlich höher ist als die Impedanz zu anderen Geräten, die an dieselbe Sammelschiene angeschlossen sind. Der von den PV-Wechselrichter bezogene Strom fließt hauptsächlich dorthin, wo die Impedanz am niedrigsten ist. Die Ergebnisse liessen den Schluss zu, dass Wechselwirkungen zwischen benachbarten Gebäuden minimal sind, wenn die Leitungen eine bestimmte minimale Länge haben. Eine sternförmige Anbindung der Gebäude an eine Trafostation oder an eine Verteilkabine dürfte aufgrund einer höheren Impedanz zwischen den benachbarten Gebäuden günstiger sein als eine Anbindung über Muffen ab einem einzelnen Stammkabel. Weiter könnten Beeinträchtigungen der PLC-Kommunikation direkt durch emittierte Störpegel der Geräte und indirekt durch eine zu niedrige Netzimpedanz bei der PLC-Frequenz, welche zu gedämpften Kommunikationspegeln führen könnte, auftreten.



4.7 Gerätestabilität abhängig von der fNI und der Spannungsverzerrung

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. Analysen der elektromagnetischen Interferenzphänomene in Bezug auf die Versorgungsqualität werden ausgeführt. Die Stabilität von netzgebundenen Invertern wird in der WG 8 thematisiert und wird gemäss bisheriger Forschungsarbeiten und Erfahrungen mit Wechselrichtern von folgenden Faktoren beeinflusst:

- Netzimpedanz: Die Stabilitätsreserve für den Ausgangsstromregler verringert sich in einem schwachen Netz. Die beeinflussende Netzimpedanz ist frequenzabhängig und die schlimmsten Fälle treten im Fall von Parallel-Resonanzen auf.
- Anzahl der parallel geschalteten Inverter: Durch Parallelschalten von passiven Filtern wird die Resonanz in niedrigere Frequenzbereiche verschoben.
- Spannungsüberschwingungen: Klassische Reglertopologien oder Regler mit ungeeigneten Zeitkonstanten können Stromüberschwingungen verstärken. Instabilitäten treten auf, wenn der Pegel der Spannungsharmonischen erhöht wird.
- Synchronisation mit dem Netz: Die Frequenzbandbreite der Phasenregelschleife (phase-locked-loop oder PLL) ist entscheidend für die Stabilität. Im Falle einer hohen Spannungsverzerrung könnte die Synchronisation nicht mehr funktionieren.
- Belastung im Arbeitspunkt: Eine Änderung der Regelstrategie, wenn die Last ausgehend von der Nennleistung des Wandlers reduziert wird, kann die Stabilität beeinträchtigen.
- EMV-Filter: Der LCL-Ausgangsfiler verfügt über eigene Resonanzfrequenzen. Resonanz kann Regelkreise in allen Fällen stören.
- Pulsweitenmodulation (PWM) oder Vektorregelung und deren Taktfrequenz können die Überschwingungen, insbesondere im Neutralleiter, beeinflussen.
- Die Digitalisierung verursacht Verzögerungen in der Vektorregelung. Verzögerungen sind entscheidend für die Stabilität eines Reglers.

In vielen Fällen können Instabilitäten in verstärkten Überschwingungen resultieren. Messungen der frequenzabhängigen Netzimpedanz und der Überschwingungspegel vor Ort könnten die Phänomene antizipieren und die Regler-Abstimmung der Inverter erleichtern.

4.8 Dämpfung des Rundsteuersignals durch PV-Anlagen

Ein Projektpartner hatte in einer Trafostation tagsüber stark gedämpfte Rundsteuerpegel (RST-Pegel) festgestellt. Weitere Messungen haben bestätigt, dass dieses Verhalten im gesamten Niederspannungsnetz auftrat [30]. Tagsüber verursachten die Solarwechselrichter bei der RST-Frequenz Ströme mit signifikant anderen Amplituden als in der Nacht. Die dadurch erzeugten Spannungsabfälle über dem Transformator und den NS-Kabeln verursachten die beobachteten Signaldämpfungen. Das Absinken des RST-Pegels am Morgen sowie das Ansteigen des RST-Pegels am Abend trat überall gleichzeitig auf und korrelierte mit dem Sonnenaufgang beziehungsweise mit dem Sonnenuntergang. Der RST-Pegel war tagsüber wesentlich niedriger als nachts. Auffällig war auch das Verhalten an der Trafostation (TS in Fig. 22) von 00:00 bis um 05:00 Uhr. Der Pegel war merklich tiefer als an den anderen Punkten. Auch die Messungen in einem zweiten Niederspannungsnetz führten zu ähnlichen Ergebnissen.

Dass die Ströme an den Messstellen bei der RST-Frequenz abhängig von der Tageszeit unterschiedlich waren, lag an der frequenzabhängigen Netzimpedanz, die sich in Abhängigkeit des Betriebszustands der PV-Anlagen veränderte. Beim Auftreten eines Rundsteuerpegels mit 1'029 Hz ergaben sich je nach Betriebszustand der PV-Anlagen andere RST-Ströme. Dabei variierten nicht nur



die Beträge des Stromes, sondern teils auch die Winkel. Die Amplitude der Ströme bei der RST-Frequenz in die PV-Anlagen war umso höher, je mehr Solarwechselrichter installiert waren. Dies unterstreicht die Empfehlung, dass es eher vorteilhaft ist, eine kleine Anzahl von Wechselrichtern mit hoher Leistung zu installieren als eine grosse Anzahl von Wechselrichtern mit niedriger Leistung.

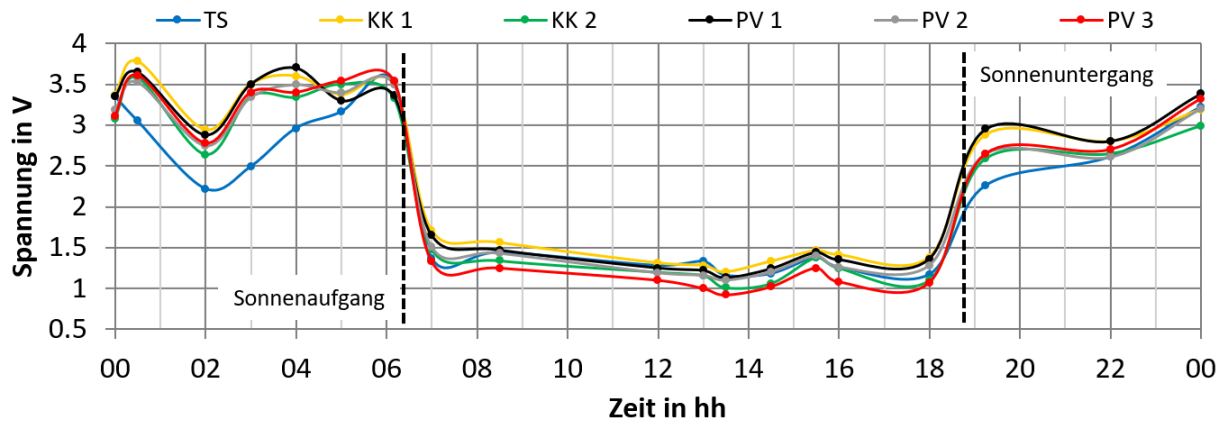


Fig. 22: Gemessener Verlauf der RST-Spannungspegel über einen Tag

Simulationen haben gezeigt, dass ein kritisches Absinken des RST-Spannungspegels nicht auftreten würde, wenn der Stromfluss in die Wechselrichter bei der RST-Frequenz eliminiert würde. Es empfiehlt sich, falls möglich mit dem Wechselrichterhersteller eine Lösung zu suchen. Die Problematik ist bekannt und gewisse Hersteller haben bereits mit einer Sonderfirmware Abhilfe geschaffen.

4.9 Störung von LED durch Rundsteuersignale

Ein Netzbetreiber war in einigen Fällen mit Reklamationen seitens der Kunden konfrontiert, bei denen die LED-Beleuchtung bedingt durch das Rundsteuersignal flackerte. Das Flackern der LED-Lampen wurde im Labor und im Feld mittels Messungen untersucht [31]. Mit einem PQ-Simulator im Labor der BFH konnte die Rundsteuerfrequenz mit verschiedenen Frequenzen simuliert werden. Ausserdem konnten Messungen bei betroffenen Kunden durchgeführt werden. Nach Messungen mit verschiedenen LED-Lampen und Dimmern konnte das Flackern auf die Funktionsweise des Dimmers und das Zusammenspiel von LED-Treiber und Dimmer zurückgeführt werden. Die Problematik besteht in der Erkennung des Nulldurchgangs durch den Dimmer, welcher durch die Rundsteuersignale verschoben wird. Um die Rundsteuerfrequenzen des beteiligten Netzbetreibers zu unterdrücken, wurde ein Filterprototyp berechnet, simuliert und gebaut (Fig. 23).

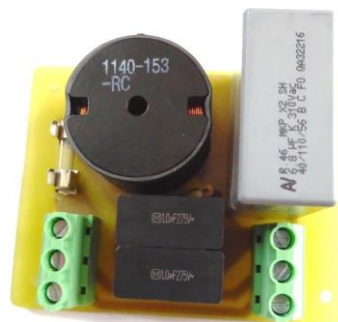


Fig. 23: Prototyp zur Filterung des Rundsteuersignals

Der Filterprototyp erlaubte es, die Frequenz von 1029 Hz mit 24 dB zu dämpfen. Somit konnte diese Untersuchung aufzeigen, warum gewisse LED-Beleuchtungssysteme im Zusammenspiel mit Dimmern flackern und wie eine mögliche Gegenmassnahme mittels Filter gestaltet werden könnte.



4.10 Störung der PLC-Datenübertragung in NS-Netzen

Moderne Geräte mit Leistungselektronik und auch EMV-Filter können die Rundsteuerung und die Kommunikation mit G3-PLC beeinträchtigen: Einerseits könnte eine starke Dämpfung des Kommunikationssignals durch besonders tiefe Netzimpedanzwerte bei der Kommunikationsfrequenz verursacht werden. Dadurch träte bei der Kommunikationsfrequenz beinahe ein Kurzschluss auf, wodurch das Kommunikationssignal stark absinken würde und die Empfänger dieses nicht mehr detektieren könnten. Andererseits könnten durch Solarwechselrichter verursachte Störpegel bei der Kommunikationsfrequenz die Kommunikation verunmöglichen. Mit einer Pilotanlage wurde gezeigt, dass die Emissionen von Wechselrichtern im CENELEC-A-Frequenzband einen negativen Einfluss auf die G3-PLC-Kommunikationsverfügbarkeit haben können [32]. Die Pilotanlage zeichnete sich durch eine grosse Vielfalt an unterschiedlichen Solarmodulen und Wechselrichtern aus. Dieser Standort eignete sich gut, um den Einfluss unterschiedlicher Wechselrichter zu untersuchen. Es konnte aufgezeigt werden, dass die Emissionen der Wechselrichter unterschiedlich sind. Einige Wechselrichtertypen weisen höhere Emissionen im CENELEC-A-Frequenzband auf als andere. Gewisse Wechselrichter haben die G3-PLC-Kommunikation – je nach Pegelstärke – gestört oder sogar verhindert.

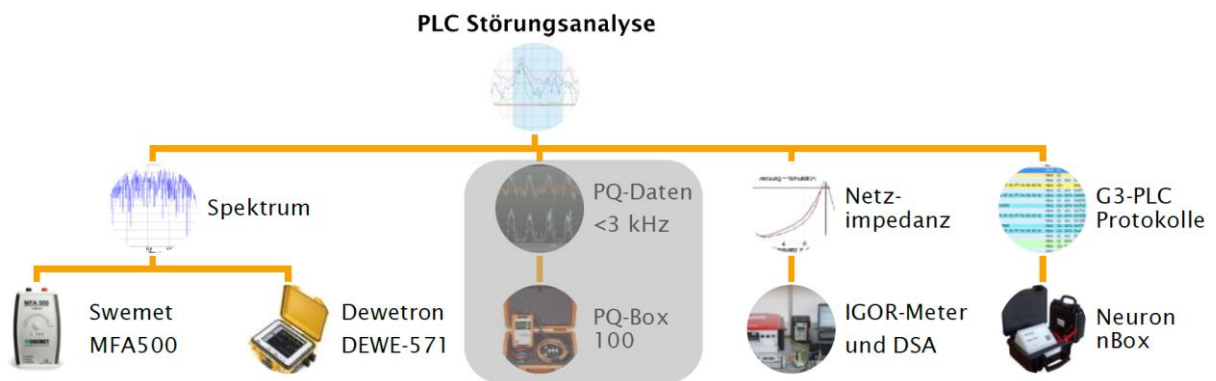


Fig. 24: Messgrößen und mögliche Messgeräte für die Störungsanalyse (Quelle: [32])

Mögliche Störquellen und Massnahmen zur Behebung wurden aufgezeigt. Aus den Messerfahrungen wurde eine Prozedur entwickelt, welche die Störungssuche im Feld effizienter gestaltet.

Typischerweise wird vom Feldtechniker eine Erstanalyse durchgeführt. Dazu eignet sich die Messung mit dem Swemet MFA500 oder einem ähnlichen Messgerät, das die Pegel im Frequenzbereich visualisiert und einfach zu bedienen ist. Es gibt schnell einen Überblick über die vorhandenen Rauschpegel und Bereiche, in denen der Spannungspegel das PLC-Signal überlagert. Ein Spezialist kann mittels der Aufnahme auf mögliche Gerätetypen schliessen, die dann ausfindig gemacht werden sollten. In den Laborversuchen konnte gezeigt werden, dass PQ-Ereignisse im Bereich der EN 50160 keinen Einfluss auf die Funktionalität des G3-PLC haben. Somit ist die PQ-Messung nach EN 50160 für die Störungssuche keine Hilfe. In der Arbeit wurden zur PLC-Störungsanalyse die in Fig. 24 ersichtlichen Geräte eingesetzt. Nebst dem Spektrum und den G3-PLC-Protokollen kann die an den jeweiligen Messpunkten gemessene Netzimpedanz entscheidende Hinweise zur Findung von Störungen liefern.



4.11 Portables Impedanzmessgerät IGOR V

Durch zahlreiche Messungen konnten kritische Punkte für die PLC-Kommunikation zwischen Smart Meter und Datenkonzentrator ausgemacht werden. Für die Netzimpedanzmessung wurde das im Projekt REMIGATE [26] von der HES-SO weiterentwickelte Messgerät IGOR V verwendet (Fig. 25). Kritische Punkte wurden in der Nähe von Endkunden identifiziert. An diesen Netzknoten und für den PLC-Frequenzbereich wird die Netzimpedanz mehrheitlich von der Eingangsimpedanz der Endkunden definiert. Somit entstehen starke Unterschiede von einem Endkunden zum nächsten, was eine zuverlässige Kommunikation erschweren kann.

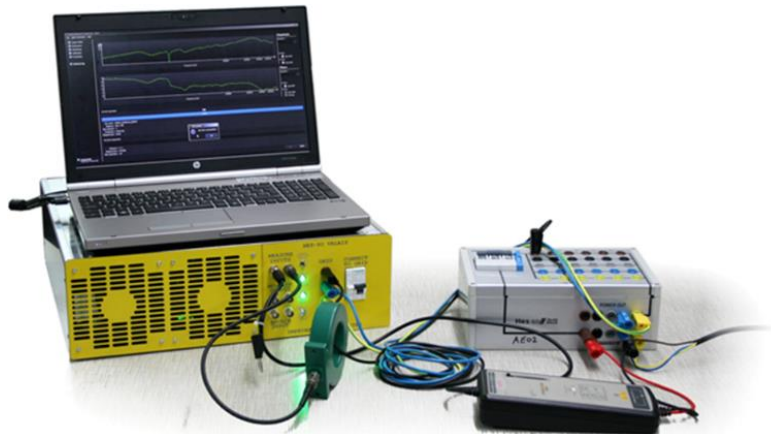


Fig. 25: IGOR-V-Gehäuse mit integrierter Energieversorgung und externen Strom- und Spannungssonden

4.12 Einfluss der Distanz und Topologie auf die PLC-Kommunikation

Mittels einer Messkampagne mit einem Paketanalysator an einem Pilotstandort mit G3-PLC-Technologie konnte die Schwachstelle des PLC-Netzwerks aufgedeckt und eine Lösung zur Behebung vorgeschlagen werden. Kritisch war aufgrund der langen Leitungen die Kommunikation aus Häusern, die von den Verteilkabinen 001 und 002 (Cabinet 001 und 002 in Fig. 26) versorgt wurden. Die Bezeichnung SM im Schema steht für Smart Meter (Deutsch: Intelligenter Zähler). Der Zähler 5E, der am wenigsten weit weg vom Datenkonzentrator in der MS/NS-Trafostation positioniert war, diente in der Ausgangssituation als Repeater. In der Ausgangssituation war der Zähler 8C in der Verteilkabine 002 noch nicht installiert.

Fig. 26 stellt die wichtigsten Punkte für die Analyse des PLC-Netzwerkes dar. Der Zähler 89, der direkt an die Trafostation mit dem Paketanalysator angeschlossen war, definierte den maximalen Übertragungspegel (103 dB μ V). Die beiden Zähler 74 und 69 waren die zwei am weitesten entfernten Zähler, die noch fehlerfrei empfangbare Datenframes sendeten. Sie zeigten also den Mindestpegel an, der die Übertragung eines Datenpaketes erlaubte (76 und 77 dB μ V). Noch weiter entfernte Zähler konnten in der Ausgangssituation keine fehlerfrei empfangbaren Datenframes aussenden. Mit einem maximalen Übertragungspegel von 79 dB μ V lag der Zähler 5E, der sich am Knoten mit Kommunikationsproblemen befand, nur knapp über dem Mindestpegel, weshalb die Kommunikation manchmal unterbrochen wurde.

Als Mittel zur Erhöhung des Übertragungspegels der Zähler mit gestörter Kommunikation wurde in der Verteilkabine 002 der Repeater-Zähler 8C eingebaut. Die gemessene Signaldämpfung des neuen Zählers 8C war mit 15 dB sogar niedriger als die durch eine vorgängige Modellierung berechnete Dämpfung von 18 dB. Durch diese Massnahme konnte die Kommunikation im gesamten betrachteten Gebiet sichergestellt werden.

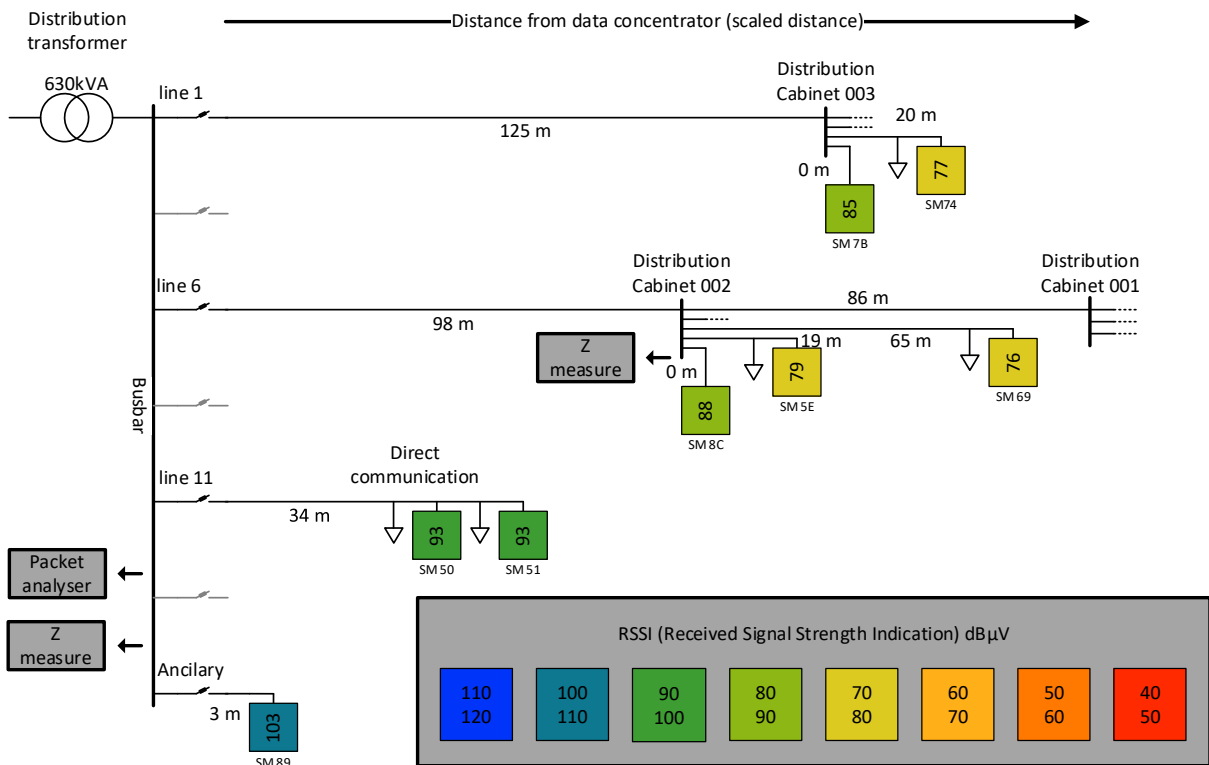


Fig. 26: Aufzeichnung der maximalen stündlichen Durchschnittspegel – Situation nach der Modifikation mit Zähler 8C

Die Analyse hat gezeigt, dass die Netztopologie mit einer Leitung zwischen Trafostation und Verteilkabine sowie mehreren Abgängen ab der Verteilkabine die Kommunikation kritisch beeinflussen kann, insbesondere wenn der erste als Repeater fungierende Zähler weit von der ersten Verteilkabine entfernt ist. Für das PLC-Frequenzband wird das vom Zähler erzeugte Signal durch die Abgänge der Verteilkabine gedämpft, und die Leitung zwischen der Verteilkabine und der Trafostation hat eine erhöhte Impedanz. Der daraus resultierende Spannungsteiler wirkt sich ungünstig auf den empfangenen Kommunikationspegel aus. Die Installation von Repeater-Zählern in jeder Verteilkabine ist eine einfache und leicht zu handhabende wirtschaftliche Lösung zur Erhöhung der Pegel der übertragenen Signale, falls Kommunikationsprobleme bei langen Übertragungsdistanzen auftreten.

4.13 PLC-Testaufbau

Ein PLC-Testaufbau der HES-SO ermöglicht, unterschiedliche PLC-Technologien (PLAN+, G3-PLC, PRIME, usw.) zu vergleichen und den Einfluss verschiedener Geräte auf diese zu quantifizieren. Durch den standardisierten Aufbau ist die Wiederholbarkeit der Tests gewährleistet. Über einen veränderbaren Widerstand kann die Signaldämpfung zwischen Sender und Empfänger stufenlos zwischen ca. 0 dB und 90 dB eingestellt werden. Über einen Schalter können Betriebsmittel zum Aufbau hinzugeschaltet werden, um deren Einfluss auf die Übertragungsqualität zu beziffern. Die Qualität der Kommunikation wird durch die erreichte Fehlerrate ausgedrückt. Je kleiner die Fehlerrate ist, desto besser und stabiler ist die Kommunikation. In Fig. 27 ist die Verschlechterung der Übertragungsqualität durch das Anschliessen eines Wechselrichters in der Nähe des Empfängers ersichtlich. Ohne angeschlossene Störquelle funktionierten beide untersuchten Technologien bis zu einer Signaldämpfung von 65 dB und mehr. Wurde jedoch der Wechselrichter parallel zum Empfänger angeschlossen, sank die Schwelle für eine zuverlässige Kommunikation auf unter 10 dB, weil der WR das Kommunikationssignal durch Emissionen störte. Dies bedeutet, wenn zwischen Sender und Empfänger mehr als 10 dB Dämpfung vorliegen, ist keine Kommunikation zwischen diesen möglich.

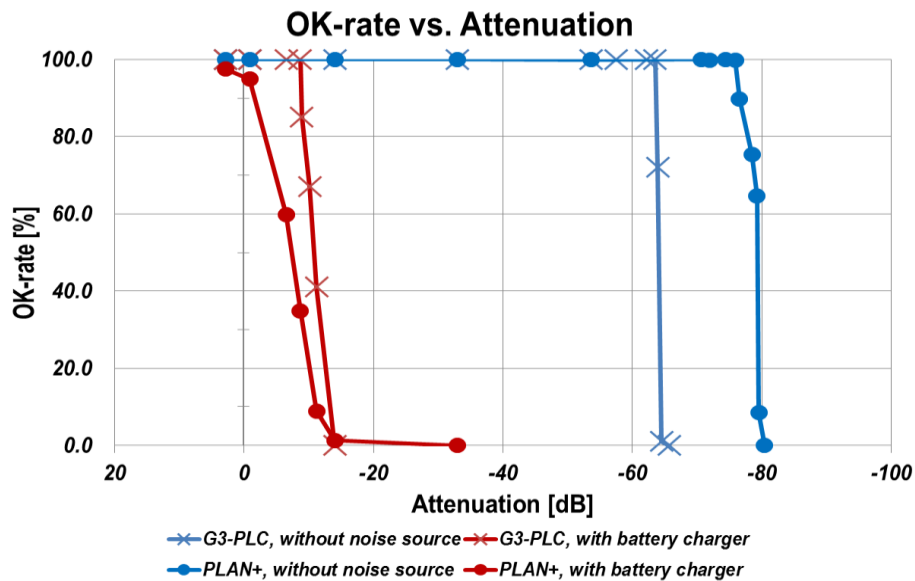


Fig. 27: Einfluss eines WR auf zwei unterschiedliche PLC-Technologien (blau: WR nicht angeschlossen, rot: WR angeschlossen)

Eine ähnliche Abnahme der Kommunikationsqualität wird durch EMV-Filter provoziert. EMV-Filter werden verbaut, um leitungsführte Emissionen unterhalb der in den Normen definierten Grenzwerte zu halten. Somit sind solche Filter heutzutage beinahe in jedem Gerät verbaut. In Fig. 28 ist der Einfluss eines Filters dargestellt. Es ist ersichtlich, dass durch das Filter eine Signaldämpfung von bis zu 40 dB zwischen Sender (blaue Kurve) und Empfänger (rote Kurve) entsteht. Diese starke Dämpfung entsteht durch Resonanzstellen mit besonders tiefen Impedanzwerten der Eingangsimpedanz des Filters. Diese stellen beinahe einen Kurzschluss für die PLC-Signale dar und stören somit die Kommunikation. Dadurch wird der Zusammenhang zwischen der Eingangsimpedanz eines Geräts und dem Einfluss auf die Powerline Communication deutlich erkennbar.

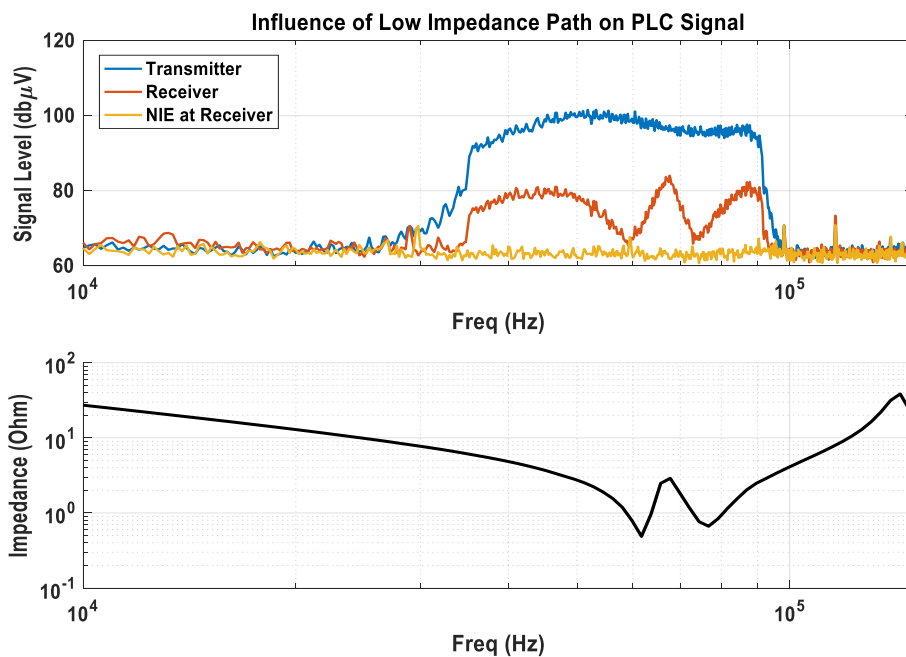


Fig. 28: Einfluss eines EMC-Filters auf das PLC-Signal (oben) und Eingangsimpedanz des Filters (unten)



4.14 Wärmeverluste durch Oberschwingungen

Das Ergebnis einer Studie der HES-SO war, dass kein signifikanter Anstieg der thermischen Verluste in EMV-Filtern oder leistungselektronischen Geräten aufgrund des Vorhandenseins von Spannungsüberschwingungen unterhalb des erlaubten Gesamtüberschwingungsgehalts (THD_U kleiner als 8 %) nachgewiesen wurde. Die Erklärung dafür ist das niederohmigen Verhalten der Netzfilter, um eine hohe Effizienz zu gewährleisten. Hohe Störströme können trotzdem wegen tiefer Impedanz bei Serienresonanz von Filtern auftreten und Verluste in anderen Komponenten verursachen, z. B. in Leitungen des Verteilnetzes.

Bei Leistungstransformatoren wurden Verluste gemessen, die keine signifikante Erhöhung der Temperatur verursachten und zu einer Wirkungsgradverminderung von weniger als 0.1 % beim maximal erlaubten Gesamtüberschwingungsgehalt der Netzspannung führten. Die aufgenommene, durch die Oberschwingungen verursachte Blindleistung (Verzerrungsblindleistung und Verschiebungsblindleistung der Harmonischen) variierte je nach Oberschwingungen, die durch die Quelle vorgegeben wurden. Bei hoher Blindleistung ist es offensichtlich, dass die Verluste der Leitungen im Verteilnetz zunehmen können, insbesondere wenn der Transformator aufgrund der hohen RMS-Spannung gesättigt ist.

Insgesamt kann bei Einhaltung des maximalen Gesamtüberschwingungsgehalts der Spannung von 8 % davon ausgegangen werden, dass im Verteilnetz keine kritischen Wärmeverluste durch niederfrequente Oberschwingungen auftreten.

4.15 Zählergenauigkeiten bei Verzerrungen

Laut einer Studie der Universitäten Twente und Amsterdam weisen Smart Meter unter dem Einfluss von verzerrtem Strom grosse Ungenauigkeiten auf [9]. Um die Ergebnisse dieser Studie zu überprüfen, wurden in der Schweiz eingesetzte Energiezähler auf ihre Genauigkeit geprüft. Bei Messungen mit stark verzerrtem Strom konnte so bis zu 50 % Abweichung zum realen Wert festgestellt werden [33]. Sowohl positive als auch negative Abweichungen kamen bei einem von sechs geprüften Smart Metern wie auch bei einem elektromechanischen Ferraris-Zähler zustande.

Die Erkenntnis dieser Arbeit ist, dass auch einzelne der in der Schweiz verbauten Smart Meter Abweichungen bei der Erfassung der Energie aufweisen können, wenn das Stromsignal sehr stark verzerrt ist. In der Praxis dürften solche Stromverzerrungen aber nur in Ausnahmefällen auftreten, weshalb aktuell im Normalfall kaum relevante Messfehler auftreten dürften. Ausserdem ist die Verwendung eines Ferraris-Zählers als Referenzmessung für Wirkenergie, wie dies bei der Studie in Twente durchgeführt wurde, ungeeignet. Die Gründe für die Abweichungen der Zähler wurden in der Arbeit nicht näher untersucht.



5 Regelstrategien im NS-Netz

5.1 Spannungsregelung

In einem Niederspannungsnetz standen zwei Anlagen zur Regelung der Spannung zur Verfügung: Zum einen zwei parallele, regelbare Ortsnetztransformatoren und zum anderen die regelbaren Wechselrichter einer 660-kVA-Photovoltaik-Anlage. Mit der Netzanalysesoftware PowerFactory wurde ein Modell des Niederspannungsnetzes inklusive der Stufenregelung der RONT implementiert. Anhand dieses Netzmodells wurden verschiedene Regelstrategien bezüglich der Spannungsregelung im Niederspannungsnetz untersucht [34]. Dabei wurde das Potential der P(U)- und der Q(U)-Regelung einer Photovoltaik-Anlage beurteilt. Die Simulation verdeutlichte, dass bei beiden Regelvarianten die Spannungsreduktion am Anschlusspunkt der PV-Anlage umso grösser war, je weiter weg sich die Anlage von der TS befand, respektive je kleiner die Kurzschlussleistung an deren Anschlusspunkt war. Die Q(U)-Regelung in Kombination mit Anpassung der Wirkleistung hatte bei PV-Anlagen mit grosser sowie mit kleiner Kurzschlussleistung den grössten Einfluss auf die Spannung (Fig. 29). Die Spannung bei beiden Regelstrategien konnte nicht nur lokal bei der Anlage reduziert werden, sondern, bedingt durch die Impedanz der Trafos, im gesamten Netz.

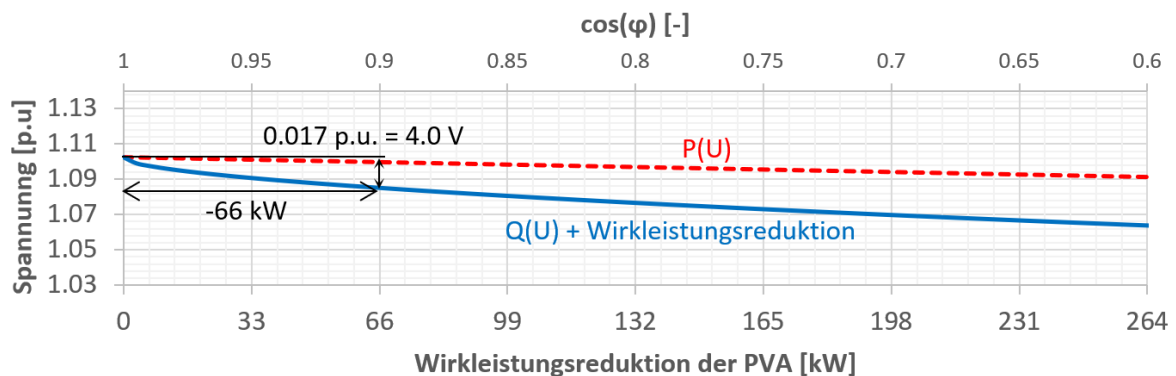


Fig. 29: Simulierte Spannungsreduktion am Anschlusspunkt der 660-kVA-PV-Anlage während der P(U)- und Q(U)-Regelung

Verschiedene Regelkonfigurationen von RONT und regelbaren PV-Anlagen wurden untersucht. Dabei zeigte die Simulation, dass beim Einsatz eines RONT insbesondere die Wahl des Spannungsreferenzpunktes für die Stufenregelung von entscheidender Bedeutung ist. Bei einer grossen PV-Einspeisung ist es sinnvoll, die Spannungsreferenz möglichst nahe bei der entsprechenden PV-Anlage zu platzieren, um den durch die Einspeisung verursachten Spannungsanstieg effektiv zu kompensieren. Bei mehreren PV-Anlagen gilt es, die Situation im Netz individuell zu beurteilen. Werden mehrere Verursacher von grossen Spannungsschwankungen, d. h. grosse Lasten und PV-Anlagen, über unterschiedliche Leitungen an die Trafostation angeschlossen, ist es generell am sinnvollsten, die Sammelschiene in der TS als Spannungsreferenz zu definieren. Wird ein RONT in Kombination mit der Q(U)-Regelung einer PV-Anlage für die Spannungsregelung eingesetzt, kann die Spannung am Anschlusspunkt der PV-Anlage zwar effektiv geregelt werden, jedoch könnte die Q(U)-Regelung das Schaltverhalten der RONT ungünstig beeinflussen, wodurch an anderen Anschlusspunkten mit PV-Anlagen teils höhere Spannungswerte erreicht würden als ohne Q(U)-Regelung. Ein instabiles Verhalten wurde indes nicht beobachtet.

Nebst der Q(U)-, P(U)- und RONT-Regelung wurde an einer geplanten PV-Anlage mit einer Nennleistung von 240 kVA untersucht, welchen Einfluss eine Reduktion der Wechselrichterleistung auf die Spannungswerte im Stromnetz hätte [35]. Fig. 30 fasst alle simulierten Spannungswerte, die während der gesamten Simulationsdauer von einem Jahr am Anschlusspunkt der PV-Anlage aufgetreten sind, zusammen. Der Grenzwert von +10 % gegenüber der Nennspannung wurde im Falle einer PV-Anlage ohne spannungsreduzierende Massnahmen sowie bei den Szenarien mit einer bis zu



60 % reduzierten Auslegung der WR verletzt. Bei diesen Szenarien müsste daher die Leitung zur PV-Anlage verstärkt werden. Die WR müssten um 80 % reduziert werden, damit Grenzwertverletzungen ohne Netzverstärkung vermieden werden könnten. Mit der Q(U)- sowie P(U)-Regelung und den RONT könnte die Spannung so stark abgesenkt werden, dass der Spannungsgrenzwert nicht überschritten würde. Die schwarze Linie repräsentiert den Spannungslevel (1.08 p.u.), ab welchem die Q(U)- sowie P(U)-Regelung aktiv wurden. Es ist erkennbar, dass bei der Q(U)-Regelung die maximale Spannung etwas oberhalb dieses Levels lag. Das liegt daran, dass die Q(U)-Regelung teilweise voll ausgelastet war, also mit maximaler Blindleistung betrieben wurde, und den Spannungsanstieg durch die PV-Anlage dennoch nicht komplett kompensieren konnte. Der Einsatz der RONT senkte nicht nur die Spannungsmaxima, sondern auch die Spannungsminima, also die gesamte Verteilung aller simulierter Spannungen.

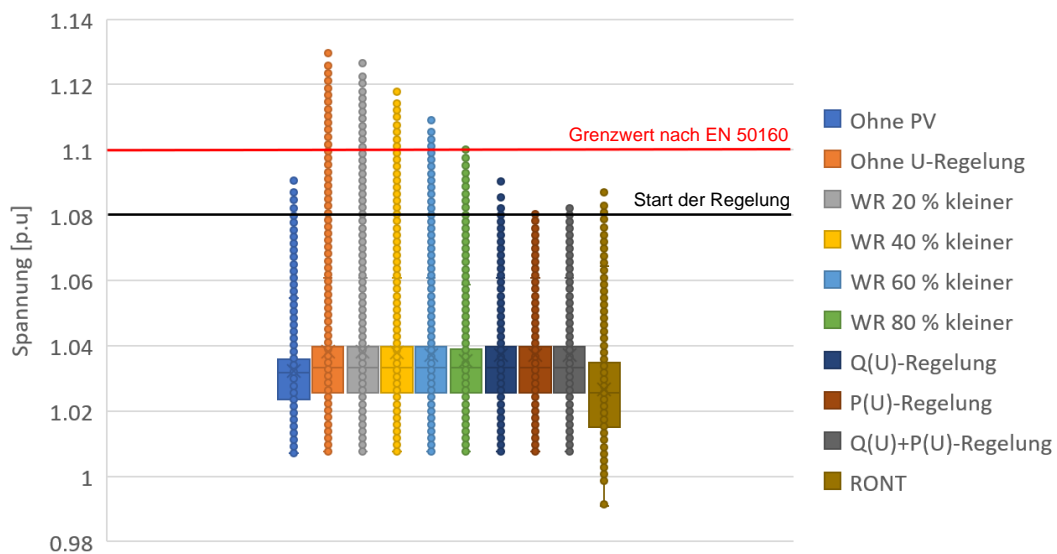


Fig. 30: Boxplots aller simulierter Spannungswerte eines Jahres

Nebst der gezeigten technischen Betrachtung wurde auch die Wirtschaftlichkeit der Varianten an einem Beispiel untersucht. Die Ergebnisse dazu sind im Kapitel 6.3 aufgeführt.

5.2 Demand-Side-Management

In einem Niederspannungsnetz wurde die Einführung eines Demand-Side-Management-Gerätes (Smart Meter mit Funktionalitäten zur Steuerung von Geräten), in der Folge auch Smart Manager (SM) genannt, und die Umsetzung eines neuen Tarifsystems mittels Simulationen untersucht [36]. Ziel solcher Lösungen ist es, Investitionssicherheit zu erhalten und das Ausbausparpotenzial möglichst gut auszuschöpfen. Weiter soll die Kundin und der Kunde durch Kostenersparnisse einen Anreiz erhalten, eine von ihm gewählte Leistungsgrenze im Normalfall nicht zu überschreiten. Lastflussberechnungen für ein Ziel-Szenario im Jahr 2050 mit und ohne Einsatz von Demand-Side-Management (DSM) wurden durchgeführt. Eine Kostenreduktion von 33 % gegenüber heute könnte für die Endkunden durch den Einsatz des SM zusammen mit dem untersuchten Tarif erreicht werden. Mit DSM könnten auch Investitionskosten vermieden werden. Lastspitzen könnten reduziert werden, womit die Spannung im Netz die Grenzwerte gemäss EN 50160 auch im betrachteten Szenario nicht verletzen würde. Die Auslastung der Leitungen bliebe im untersuchten Netz dank DSM immer unterhalb von 100 %, was ohne DSM nicht der Fall wäre. Demand-Side-Management und das neue Tarifsystem können die Investitionssicherheit erhöhen: Basierend auf der Netztopologie, den Ausbauplänen und der Summe der Leistungsgrenzen, die sich aus den Tarifen ergeben, kann der Netzbetreiber die auftretenden Leistungsspitzen besser abschätzen und gleichzeitig unnötige Investitionen verhindern.



Der Smart Manager besitzt vier Schalter zum Steuern von Verbrauchern. Für die Studie wurden die folgenden Gerätetypen zur Steuerung ausgewählt:

- Elektroboiler
- Wärmepumpen
- Ladestationen für Elektroautos (3.7 kW dreiphasig / 11 kW dreiphasig)

Fig. 31 zeigt die Auslastung des Trafos und der Leitungen zwischen der Trafostation und den Verteilkabinen mit und ohne SM. Dabei sind die simulierten Werte eines Jahres in Form von Boxplots zusammengefasst. Die Hauptleitungen (zwischen der TS und den VK) zeigten ohne SM Auslastungsspitzen von über 100 %. Mit den SM konnten die Überschreitungen der 100%-Grenze vermieden werden.

In der Simulation wurde die Leitung zwischen der TS und der VK 3 mit über 140 % am stärksten belastet. Auch die Leitung von der TS zur VK 1 wurde mit über 100 % belastet. Am Trafo trat eine maximale Auslastung von ca. 110 % auf. Die Auslastungen von über 100 % traten an weniger als 1 % der simulierten Zeitpunkte auf. Die kritischen Auslastungen wurden mit den SM durch Lastverschiebung verhindert. Dadurch betrug die höchste Auslastung der Leitungen nur noch 90 % und die maximale Trafo-Auslastung noch 80 %.

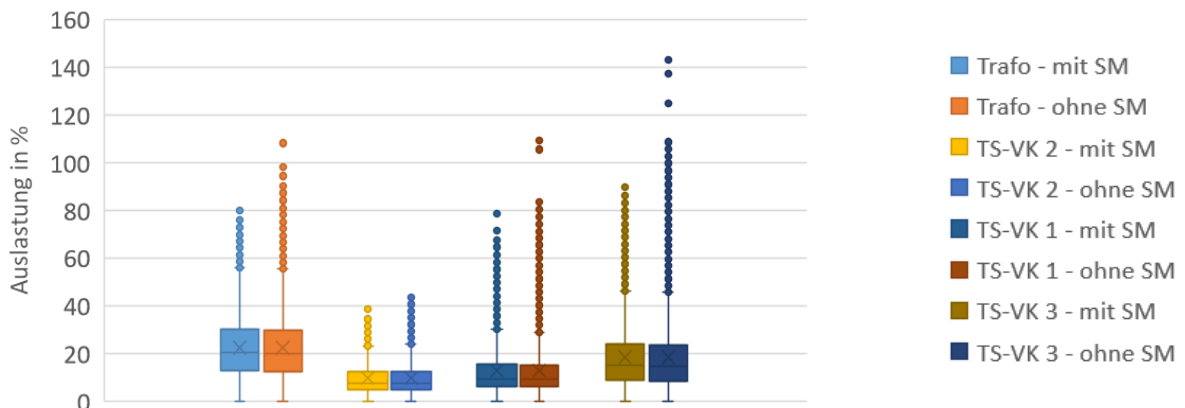


Fig. 31: Simulierte Auslastung des Trafos und der Leitungen zwischen Trafo und VK mit und ohne SM

Fig. 32 stellt die Boxplots mit den Spannungsbereichen der TS, der VK und der zwei am weitesten entfernten Verbraucher (Haus 1 und Haus 2, die ab VK 3 gespeist werden) für das Szenario mit und ohne Smart Manager dar.

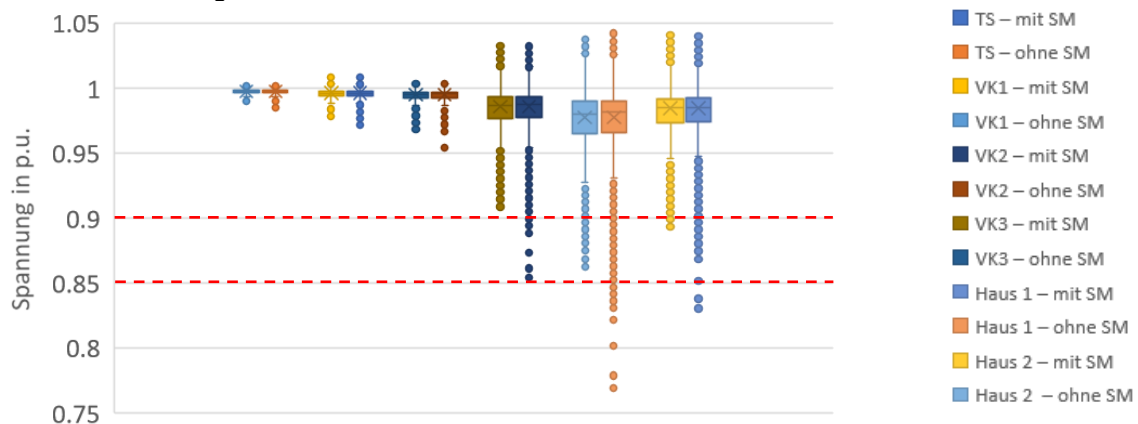


Fig. 32: Simulierte Spannungen in der Trafostation, in den Verteilkabinen und in zwei Häusern mit und ohne SM



Die Spannungen an den Verteilkabinen VK 1 und VK 2 schwankten um ca. +/-2.5 % in der Nähe der Nennspannung. Der Einfluss der Smart Manager auf die Spannung in diesen VK war gering. Beide VK hatten genügend Reserve bis zur Spannungsgrenze von +10 %, -10 % und -15 % nach EN 50160. An der VK 3 wurde der -10%-Grenzwert verletzt. Bei den Häusern 1 und 2, die über die VK 3 erschlossen sind, wurde der -15%-Grenzwert unterschritten. Diese Unterschreitungen machten jedoch bezogen auf die ganze Datenmenge weniger als 3 % aus. Mit SM betrug die maximale Unterschreitung des Grenzwerts -13 % im Haus 1. Die Unterschreitungen der -10%-Grenze traten dabei bei weniger als 1 % der Werte auf, bezogen auf die gesamte Datenmenge. Das bedeutet, dass die Vorgaben nach EN 50160 beim Einsatz der Smart Manager nicht verletzt wurden.

Als Vergleich zum Einsatz der Smart Manager wurde geprüft, wie teuer ein Netzausbau wäre, um die Spannungsgrenzwerte einzuhalten. In der Untersuchung wurde eine Massnahme geprüft, bei der die 400 m lange Leitung zwischen der Trafostation und der VK 3 (XKT 3x150/150) durch eine neue Leitung (GKN 3x240/150 Al/Cu) ersetzt würde. Der Bau dieser Leitung hätte Kosten von ungefähr 168'000 CHF zur Folge. Diese Kosten könnten durch den Einsatz des Demand-Side-Managements vermieden werden.

Zudem würden beim Einsatz von SM die Netzverluste im untersuchten Szenario pro Jahr um 7 % reduziert, was weitere finanzielle Einsparungen zur Folge hätte. Die Netzverluste wurden pro Monat berechnet und sind in Fig. 33 abgebildet.

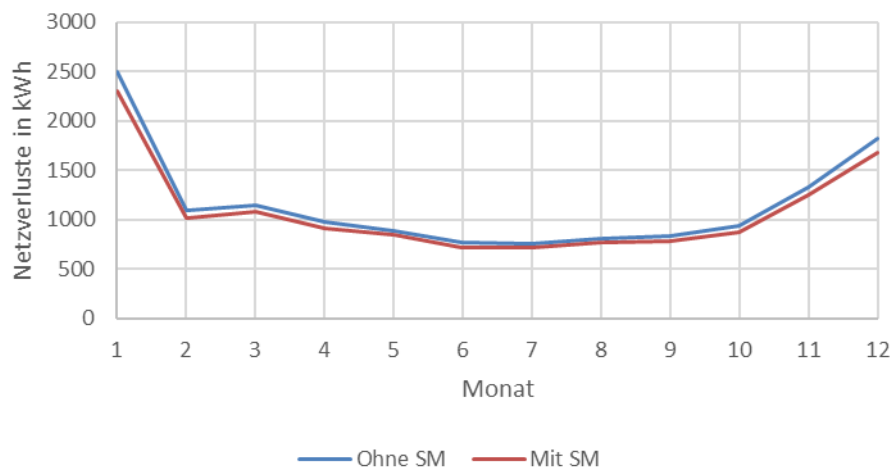


Fig. 33: Simulierte Netzverluste im Pilotnetz mit und ohne Smart Manager



6 Zielnetzplanungsstrategien

6.1 ZNP-Strategien im MS-Netz

In einer Studie wurden die Einflüsse mehrerer Arten von Verbrauch auf den Gesamtenergieverbrauch sowie auf die Auslastung der Betriebsmittel in einem städtischen Mittelspannungsnetz untersucht [37]. Für die Untersuchung wurde das gesamte MS-Netz des Netzbetreibers berücksichtigt, wobei der Fokus auf einem Gebiet lag, das von zwei Unterwerken versorgt wurde. Dieses Gebiet war unterteilt in ein städtisches Mischgebiet, ein Industriegebiet und ein Wohngebiet.

Basierend auf dem Energieverbrauch der Zähler im Jahr 2018 und dem Netztarif, welcher den einzelnen Zählern zugeordnet war, wurde die aktuelle Netzsituation validiert. Der Energieverbrauch und die Leistungsprofile wurden basierend auf der Energiestrategie 2050 bearbeitet, um Prognosen für das Jahr 2050 zu erstellen. Darüber hinaus wurde angenommen, dass Neubauten auf den vom Netzbetreiber definierten Entwicklungsflächen gebaut werden. Für diese Entwicklungsflächen wurden neue Trafostationen (NE 6) zugeteilt. Die MS-Netztopologie wurde angepasst, so dass die neuen Trafostationen versorgt werden können.

In einem ersten Schritt wurden quasi-dynamische Lastflusssimulationen mit den prognostizierten Leistungsprofilen von 2050 durchgeführt. Aufgrund der zunehmenden Lasten müssten die heute noch unbenutzten, redundanten Transformatoren in den Unterwerken in Betrieb genommen. Es wurde erkannt, dass das aktuelle Netz unter normalen Bedingungen im Jahr 2050 genügend leistungsfähig wäre. Fig. 34 zeigt die Situation mit farblicher Markierung der berücksichtigten Laststruktur. Im Falle einer Störung, z. B. bei einem Ausfall eines Transformators in einem UW, hätte das Netz jedoch ungenügend Flexibilität/Reserve (Transformatorleistung NE 4) um die Kundinnen und Kunden weiter mit Energie zu versorgen.

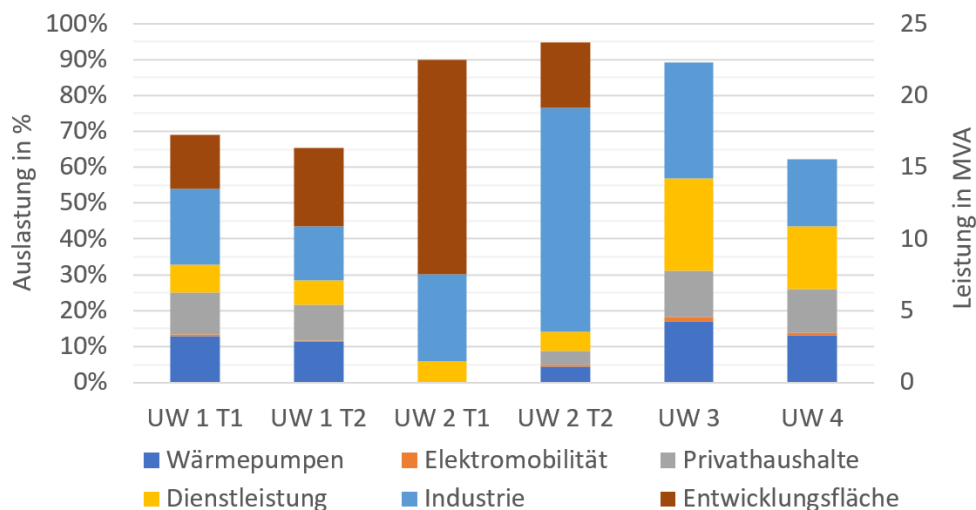


Fig. 34: Laststruktur bei höchster Auslastung des Trafos 2 in UW 2

In einem zweiten Schritt wurde darum der Bau eines neuen UW angenommen und die damit verbundenen Topologieveränderungen im Industriegebiet berücksichtigt. Mit dieser Topologie würde sich das Netz als robuster erweisen und könnte im Falle einer Störung weiter betrieben werden.

Für die Elektromobilität wurde betrachtet, welchen Einfluss die Anzahl Elektrofahrzeuge und die Ladestationsleistung (3.7/11/22/43.5 kW) auf die Gesamtleistung haben. Die gesamte Ladeleistung steigt mit zunehmender Ladestationsleistung zwar an, aber nicht proportional. Fig. 35 gibt einen Eindruck der notwendigen Leistungsfähigkeit des Netzes, z. B. der Trafo-Leistung auf der Netzebene 4 und Netzebene 6.

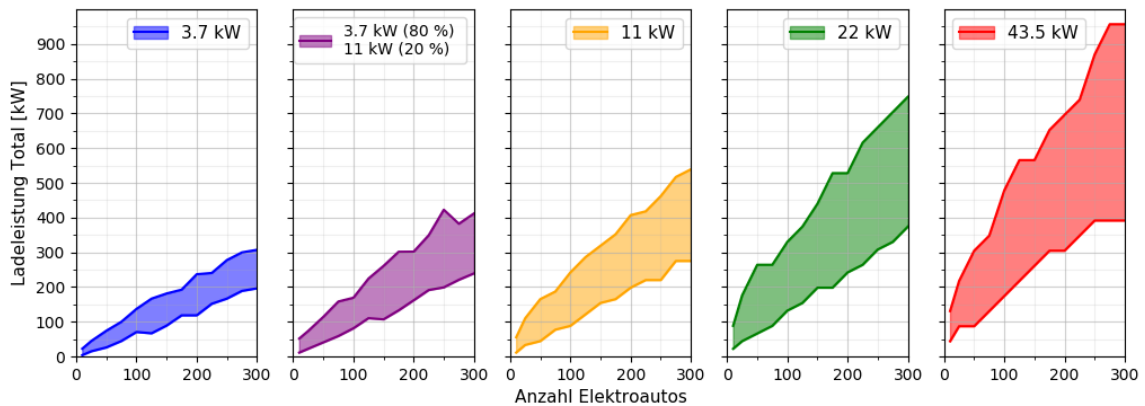


Fig. 35: Gesamte Ladeleistung in Abhängigkeit der Ladestationsleistung und der Anzahl Elektroautos

Folgendes konnte in der Studie gezeigt werden:

- Wärmepumpen haben in Wohngebieten eine zunehmende Bedeutung und können zu hohen Auslastungen der Trafos in den UW führen (bis zu 5 MVA in der Studie).
- Wärmepumpen-Sperrtarife sowie eine sinnvolle Wärmepumpen-Sperrstrategie könnten die höchsten Auslastungen der Trafos reduzieren.
- Die Elektromobilität steigert die Auslastung der Leitungen im Netz. Die Leitungen verfügen aber über genügend Reserve im betrachteten MS-Netz.
- Der Einfluss der Anzahl Elektroautos und der Ladeleistung auf die Gesamtleistung in einem Trafo (NE 4/6) wurde quantifiziert (Fig. 35).
- Der für die drei Szenarien im Jahr 2050 angenommene, fünf- bis zehnfache Anstieg der installierten PV-Leistung im Netz entlastet die Leitungen im MS-Netz, da die angenommene PV-Leistung entweder niedriger als der Verbrauch oder mit dem Leistungsbereich der Verbraucher vergleichbar ist. Dies führt zu einer lokalen Entlastung der Leitungen und damit zu geringeren Verlusten im MS-Netz.
- Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wird der Bau eines neuen UW im Industriegebiet empfohlen.

Das verwendete Verfahren zur Erstellung von synthetischen Leistungsprofilen erwies sich in der Studie als robust für die Beurteilung von zukünftigen Leistungsszenarien gemäss der Energiestrategie 2050. Das Vorgehen kann auch bei der Planung anderer MS-Netze unterstützen.

6.2 ZNP-Strategien im NS-Netz

Im Projekt wurde die Software «LastprofilTool ES 2050» (ES = Energiestrategie) programmiert, welche die Erstellung von Profilen für Einspeisung, Verbrauch und Speicherung ermöglicht [38]. Dies erlaubt die Quantifizierung von Lastentwicklungsszenarien in Verteilnetzen auf Einzelverbraucherebene. Das Tool erstellt elektrische Leistungsprofile basierend auf statistischen Daten der Energieperspektiven 2050 und des Bundesamts für Statistik [39].

Zur Erzeugung von Lastprofilen für Privathaushalte wurde ein Lastprofilgenerator (loadprofilgenerator.de) für Privathaushalte verwendet. Die Software basiert auf einem Bedürfnismodell aus der Psychologie [40]. Für das Gewerbe standen die VDEW-Standard-Lastprofile G2, G3, G4, G5 und G6 zur Verfügung [41]. Für Industriekunden wurden die VDEW-Standardlastprofile G0, G1, G2, G3, L0, L1 und L2 berücksichtigt. Der jährliche Energieverbrauch in kWh kann im Tool als Faktor verwendet werden, um diese Profile entsprechend zu skalieren.



Die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage für Privathaushalte, Dienstleistungen und Industrie ist in den Energieperspektiven 2050 beschrieben [6]. Im Software-Tool ist der Verbrauch des WWB-2020 Szenarios als Referenz gesetzt worden. Auf der Basis dieses Szenarios wurde die prozentuale Veränderung der Elektrizitätsnachfrage für 2035 und 2050 für die Szenarien WWB, POM und NEP berechnet. Um die Nachfrageentwicklung im Lastprofiltool zu berücksichtigen, können die jährlichen Energieverbräuche der Kunden entsprechend der Szenarien WWB, POM und NEP berechnet werden.

Auch PV-Szenarien, die Entwicklung der Elektromobilität, Speichersysteme (Batterien), sowie Wärme- und Kälteanlagen werden vom Tool bei der Erstellung der Leistungsszenarien miteinbezogen. Die Entwicklungsszenarien für Einspeisung, Last und Speicherung ermöglichen, Entscheidungen für den Planungshorizont auf einer fundierten Grundlage zu treffen. Aufgrund der ständigen Veränderungen in der Energieversorgung besteht ein Bedarf an Flexibilität bei der Erstellung von Entwicklungsszenarien, insbesondere in Bezug auf die Einführung von Technologien. Zudem sind regionale Besonderheiten zu berücksichtigen. Diese Flexibilität ist in der Software vorhanden und erlaubt die Erstellung von angepassten Szenarien, bei welchen der Einfluss jeder Technologie oder eine Kombination dieser Technologien quantifiziert werden kann.

Die Simulation von Batterien ist in der Software enthalten und ermöglicht die Analyse von zwei Betriebsmodi: Eigenverbrauch und Peak-Shaving. Auch der Einfluss eines zentralen Quartierspeichers und von dezentralen Hausbatterien kann mit dieser Software untersucht werden.

Fig. 36 zeigt das Sommerprofil einer Trafostation für die Szenarien Ist-2020, WWB-2035, POM-2035 und NEP-2035. Daneben ist in Fig. 37 dargestellt, aus welchen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern sich das Profil NEP-2035 Sommer zusammensetzt.

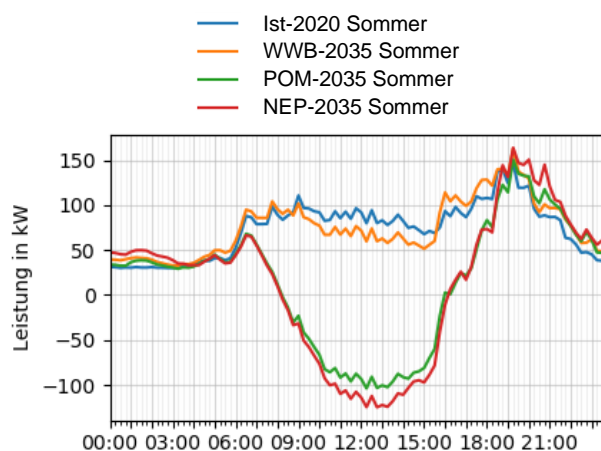


Fig. 36: Sommer – Entwicklung des Lastprofils (Simulation)

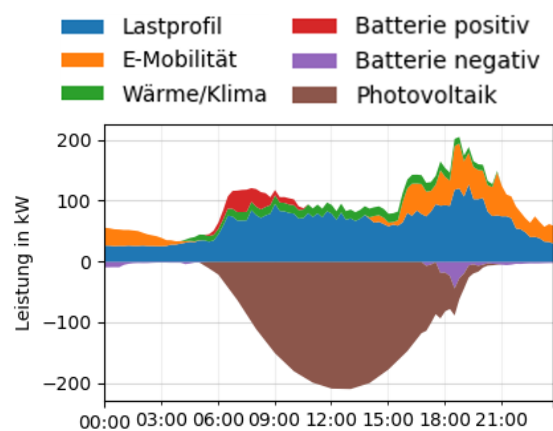


Fig. 37: NEP-2035 Sommer – Gestapelte Leistungskurven (Simulation)

Weiter ermöglicht das Tool eine Optimierung der Lastprofile. Diese Optimierung hängt von den Eingaben des Benutzers ab. Das Tool kann den Betrieb von Wärmepumpen über einen bestimmten Zeitraum sperren, die Aktivierung von Elektroboilern durch ein Steuersignal steuern, sowie die Ladeleistung von Elektrofahrzeugen auf bis zu 3.7 kW begrenzen. Das Ziel dieser Optimierungen ist die Ausnutzung der Flexibilität der Anlagen zur Reduzierung der Lastspitze.

In Verbindung mit einem Lastflussberechnungs-Tool (NEPLAN, PowerFactory, «ZNP light», Pandapower) ermöglicht dieses Tool die Analyse der Auslastung von Netzelementen und des Spannungsniveaus verschiedener Netzvarianten. Damit unterstützt es die Bewertung von Netzoptimierungen, die Planung von Netzverstärkungen und die Erkennung von Hotspots im Netz. Das «LastprofilTool ES 2050» ist in seiner Anwendung vielseitig und wurde bereits in Projekten umfangreich benutzt. Es ist kostenlos verfügbar und kann bei den Autoren Stefan Schori (stefan.schori@bfh.ch) und Michael Höckel (michael.hoeckel@bfh.ch) per Mail angefragt werden.



6.3 NS-Spannungsregler (inkl. Speichervariante)

In Kapitel 5.1 wurden technische Möglichkeiten zur Spannungsregelung im Niederspannungsnetz betrachtet. In dieser Studie wurde auch die Wirtschaftlichkeit der Varianten für eine 240-kVA-PV-Anlage untersucht. Eine kleinere Dimensionierung der Wechselrichter würde zwar die Investitionskosten verringern, jedoch wäre in diesen Szenarien trotzdem ein Netzausbau notwendig, was zu höheren Kosten im Vergleich zur Q(U)-Regelung, zur P(U)-Regelung und zu den RONT führen würde. Bei der Q(U)-Regelung wären zwar die Investitionskosten höher als bei der P(U)-Regelung, aber es entstünden keine Einspeiseverluste und die Blindenergie würde zudem vergütet (Annahme). Dadurch wies die Q(U)-Regelung bessere Barwerte auf als die P(U)-Regelung. Die zusätzlichen Netzverluste durch die Q(U)-Regelung waren im betrachteten Netz vernachlässigbar gering.

Die technisch und wirtschaftlich sinnvollste Option sollte für jede Anlage spezifisch anhand der gegebenen Netzdimensionierung und Leistungssituation beurteilt werden. Die Randbedingungen des Netzbetreibers sowie des Anlagebetreibers sind zu berücksichtigen. Aus Energiesicht sollte die Q(U)-Regelung bevorzugt werden, da dabei das volle PV-Potential ausgeschöpft werden kann, indem Einspeiseverluste vermieden werden. Dazu kommt, dass die Bereitstellung oder Aufnahme von Blindleistung durch PV-Anlagen künftig gegebenenfalls als Systemdienstleistung vergütet werden könnte und dies dem Anlagebetreiber daher zusätzliche Einnahmen brächte. Als Alternative wäre auch der Einsatz eines RONT zu prüfen. Das Szenario mit RONT wies in der Analyse ähnliche Barwerte auf wie das günstigste Szenario mit der Q(U)-Regelung. Dabei würden für RONT zwar einmalige Investitionskosten anfallen, aber dafür könnte die Abregelung der Wirkleistung wegen zu hoher Spannungen reduziert oder, wie im untersuchten Niederspannungsnetz, vermieden werden.

Im betrachteten Netzgebiet ist in naher Zukunft ein Gewerbebetrieb mit einer Schnellladeinfrastruktur geplant. Dadurch würde das heutige Netz überlastet. Nachfolgend wurden drei Massnahmen verglichen, um die hohen Lastspitzen der Ladeinfrastruktur zu bewältigen.

- Batteriespeicher
- Neue Trafostation
- Ausbau der Leitung im bestehenden Netz

Der angenommene Batteriespeicher mit einer Kapazität von 730 kWh und einer Ladeleistung von 90 kW könnte die Auslastung der Zuleitungen zwar auf ca. 80 % reduzieren, jedoch wäre der Speicher im Vergleich mit einer neuen TS oder einem Leitungsausbau bedeutend teurer. Der Barwert des Speichers, berechnet für eine Laufzeit von 40 Jahre mit einer Revidierung der Anlage nach 20 Jahren, betrug -730'000 CHF. Jener einer neuen TS betrug -93'000 CHF und jener eines Leitungsausbaus 200'000 CHF (positiv = Gewinn). Diese Berechnungen basierten auf den gemessenen Profilen einer Ladeinfrastruktur, welche jedoch nie maximal ausgelastet war. Wird davon ausgegangen, dass die Ladeinfrastruktur regelmässig maximal ausgelastet wäre, liesse sich die Lastspitze mit dem betrachteten Speicher nicht mehr kompensieren. Dieser müsste grösser dimensioniert werden, was in höheren Kosten resultieren würde. Eine neue Trafostation oder eine Verstärkung der Zuleitung wäre daher im analysierten Netz aus wirtschaftlicher Sicht genauer zu betrachten.

6.4 PQ in der Zielnetzplanung

Bei der Auswertung der Langzeitdaten über die Jahre 2015 bis 2018 wurde ersichtlich, dass die analysierten Daten weder einen generell negativen, noch einen generell positiven Trend anzeigten (3.5). Da in den Untersuchungen auch aufgrund von Topologieveränderungen im Mittel- und Niederspannungsnetz keine signifikanten Veränderungen der Spannungsqualität auftraten, kann davon ausgegangen werden, dass die Anwendung der heutigen Regeln der Netzbetreiber bei der Anschlussbeurteilung (z. B. die D-A-CH-CZ-Regeln) eine im Durchschnitt stabile Spannungsqualität garantiert. Selbstverständlich können vereinzelt mit bestimmten Netz- und Gerätekonstellationen kritische Pegel von PQ-Parametern auftreten, welche sich jedoch mit geeigneten Massnahmen



eliminieren lassen. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass in den Mittel- und Niederspannungsnetzen noch Reserven bezüglich Spannungsqualität vorhanden sind. Im Sinne einer kosteneffizienten Weiterentwicklung der Stromnetze wäre es interessant, diese Reserven zu nutzen und Investitionskosten in das Netz zu sparen. Wie gross diese Reserven sind und wie stark diese noch ausgenutzt werden könnten, ist nicht bekannt. Es wird vermutet, dass eine bessere Ausnutzung der PQ-Reserven durch die heutigen Anschlussregeln in gewissem Mass beschränkt wird. Daher soll in einem weiteren Projekt die Nutzung von Qualitätsreserven in elektrischen Verteilnetzen untersucht werden (Kapitel 9, Projekt QuVert).

Nebst der Auswertung der PQ-Parameter über die Zeit wurde in einer Literaturstudie analysiert, welchen Einfluss höhere Ausprägungen der Oberschwingungen auf die Lebensdauer von Motoren, Transformatoren und Leitungen haben könnten. In Motoren können Oberschwingungen zu Vibrationen im Lager führen, was zu stärkerer Abnützung führt. Zusätzlich zu den Vibrationen kommt es auch zu erhöhten Temperaturen in den Wicklungen, wenn die Spannung Oberschwingungsanteile aufweist. In [42] wurde die Einbusse der Lebensdauer von Motoren aufgrund von Spannungsüberschwingungen untersucht. Als weiterer Faktor wurde die Spannungsunsymmetrie betrachtet. Fig. 38 zeigt die simulierte Lebenserwartung von Motoren mit unterschiedlicher Nennleistung. Die Spannung wies bei den gezeigten Ergebnissen eine Unsymmetrie von 1 % auf. Die enthaltenen Harmonischen bestanden aus zwei Subsynchronen (5 Hz und 25 Hz) und aus den Spannungsharmonischen der Ordnung 3, 5, 7, 11 und 13. Die in Fig. 38 dargestellte Alterung bei niedriger Verzerrung dürfte vorwiegend durch die Spannungsunsymmetrie verursacht worden sein. Weil in Verteilnetzen die Unsymmetrie meist weit unter einem Prozent und der THD_U ungefähr zwischen 2 und 3 Prozent liegt, ist bei kleinen Motoren der Einfluss auf die Lebensdauer in der Realität eher gering. Grössere Motoren sollten jedoch mit Leistungselektronik betrieben werden.

In Transformatoren führen Ströme bei höheren Frequenzen zu stärkerer Erhitzung und zu mehr Verlusten. Zu hohe Betriebstemperaturen beschädigen die Isolation, was die Lebensdauer von Transformatoren reduziert. [43] beschreibt die Reduktion der Lebenserwartung von Transformatoren. Insbesondere wurde auch der Einfluss der Spannungsverzerrung geprüft. Die Spannungsverzerrung hatte im Verhältnis zur Stromverzerrung keinen signifikanten Einfluss. Durch Modellierung und Simulation wurde der Einfluss von Verzerrungen auf einen 75-kVA-Transformator bestimmt. Fig. 39 zeigt die Abnahme der Lebenserwartung mit zunehmendem THD_I . Dabei wurde für die Grundschwingung der Nennstrom angenommen. Es ist zu erkennen, dass bei stark verzerrtem Strom die Lebensdauer merklich reduziert wird. Verzerrungen im Bereich von 25 % sind in der Praxis durchaus möglich, jedoch ist der Trafo dann in der Regel nicht so hoch ausgelastet wie in der erwähnten Studie. Im Normalfall sollten Transformatoren nicht stärker als 50 % ausgelastet sein, da die Netzbetreiber für den Fehlerfall eine Redundanz vorsehen. Dies relativiert den Einfluss von THD_I auf die Lebensdauer, da bei mittlerer Auslastung keine zu hohen Temperaturen auftreten sollten.

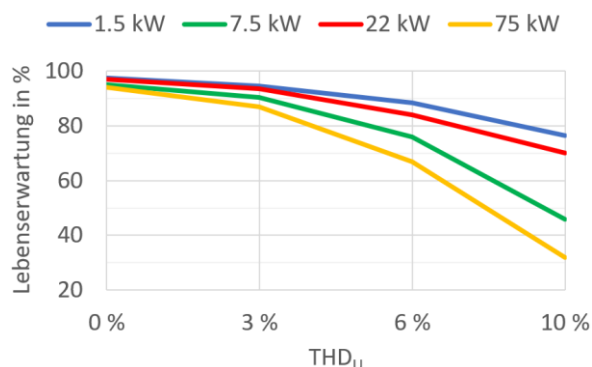


Fig. 38: Lebenserwartung von Motoren vs. THD_U

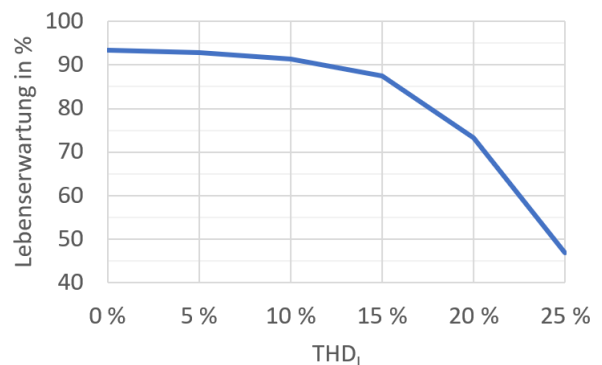


Fig. 39: Lebenserwartung von Transformatoren vs. THD_I



In Leitungen kann Water Treeing (deutsch Wasserbäumchenbildung) zu Alterung führen. Water Treeing ist ein Prozess, welcher beim Vorhandensein von Wassermolekülen und elektrischem Feld Kunststoffisolationen zerstören kann. Die Zerstörung kommt zustande, weil in der Isolation leitende Water Trees gebildet werden, bis es zum Durchschlag kommt [44]. Da ein gewisser Schwellwert des elektrischen Felds überschritten werden muss, tritt das Water Treeing ausschliesslich bei Mittel- und Hochspannungsleitungen auf. Niederspannungskabel sind nicht betroffen. Harmonische Spannungen können zur Steigerung der Spannungsspitze führen, was das Water Treeing beschleunigt. Zur Vermeidung von Water Treeing wird in Kabeln durch geeignete Kabelkonstruktionen die Diffusion von Wasser behindert.

6.5 PQ-Index im Tool «ZNP light»

Das von der BFH entwickelte Excel-basierte Netzberechnungstool «ZNP light» [45] wurde mit mehreren Funktionen zur Berechnung des neu entwickelten PQ-Index (Kapitel 3.6) ausgestattet. Dazu wurde dem Tool «ZNP light» ein Arbeitsblatt hinzugefügt, welches basierend auf einem Regressionsmodell anhand der simulierten Kurzschlussleistungen und Belastungen für jeden Netzknoten eine Abschätzung des PQ-Index, einen Vorschlagsindex, ausgibt. Wie der Vergleich mit Messdaten sowie mit verschiedenen Simulationen gezeigt hat, stimmen diese Vorschlagsindizes bis zu einer Abweichung von ca. 20 bis 30 % mit der Realität überein. Dabei muss hervorgehoben werden, dass diese Vorschlagsindizes lediglich der Abschätzung der Spannungsqualität dienen, und keineswegs als Grundlage für normrelevante Fragen verwendet werden dürfen.

Die Berechnung des PQ-Index erlaubt zum Beispiel einen Vergleich verschiedener Ausbauvarianten. Um die Ergebnisse der Varianten visuell zu analysieren, kann der Benutzer die berechneten PQ-Indizes an den Netzknoten entweder in Form einer Heatmap oder grafisch in einem Blasen- und Streudiagramm darstellen lassen. In Fig. 40 sind die Teilindizes PQ_{Max} aller Netzknoten zweier Ausbauvarianten in einem Streudiagramm abgebildet. Der Wert PQ_{Max} eines Gewerbebetriebs ist für beide Varianten rot markiert. In Variante 1 (links) wird der Gewerbebetrieb über eine kurze Leitung von einer Verteilkabine versorgt. In Variante 2 wird der Gewerbebetrieb über eine deutlich längere Leitung von einer anderen Verteilkabine versorgt. Variante 2 zeigt gegenüber der Variante 1 eine klare Verschlechterung des Parameters PQ_{Max} von 1.16 auf 1.52 am Anschlusspunkt des Gewerbebetriebs. Der Grund ist die niedrigere Kurzschlussleistung in Variante 2, verursacht durch längere Leitungen.

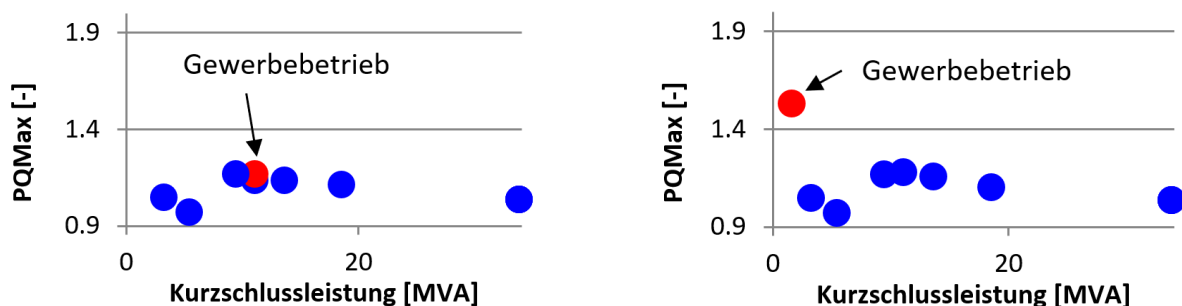


Fig. 40: PQ_{Max} aller Netzknoten der Ausbauvariante 1 (links) und 2 (rechts)

Verfügt der Netzbetreiber über PQ-Messdaten des zu untersuchenden Netzes, so kann er mittels der entwickelten Software DISQ (Kapitel 3.6) die PQ-Indizes berechnen und diese manuell in «ZNP light» hinterlegen. «ZNP light» berechnet und beurteilt daraus ein eigenes Regressionsmodell, welches für die Extrapolation des PQ-Index auf verschiedene Ausbauszenarien des untersuchten Netzes verwendet werden kann. «ZNP light» ist ein Tool, das den Netzbetreiber bei der Planung des Netzes unterstützen kann, indem es durch die neu integrierten Funktionalitäten zusätzlich zu den Leistungsflussberechnungen auch eine einfache Bewertung der Spannungsqualität verschiedener Zielnetzvarianten erlaubt. Das Tool ist kostenlos verfügbar und kann bei den Autoren Stefan Schori (stefan.schori@bfh.ch) und Michael Höckel (michael.hoeckel@bfh.ch) per Mail angefragt werden.



7 Empfehlungen für Planung und Betrieb

Wie wird eine PQ-Messkampagne geplant?

- Bei Messkampagnen müssen in einem ersten Schritt geeignete Messstandorte bestimmt werden. Dazu gehören ebenfalls organisatorische Abklärungen zur Zugänglichkeit der Messpunkte, die Anschlussschemata und das für die Messung erforderliche Equipment
- Vor der Installation ist abzuklären, wie die Spannungs- und Stromsensoren montiert werden können. Insbesondere bei der Installation vieler Messgeräte an einem Netzknoten ist der Platz oft begrenzt. Es empfiehlt sich eine Begehung aller Lokalitäten zur Prüfung der Anschlussmöglichkeiten.
- Nebst dem Messgerät mit seinen Strom- und Spannungssensoren ist oftmals zusätzliches Material, insbesondere für die Stromversorgung des Messgeräts (Verlängerungskabel, Steckerleisten) und für die Spannungssensoren (Abgriffe, Kabel, Sicherungen) notwendig. Der Einsatz der richtigen Messkategorie (z. B. CAT IV in TS und VK) ist zu beachten.
- Die Installation und Demontage der Messinfrastruktur ist durch geschultes Personal mit der notwendigen Schutzausrüstung durchzuführen.
- Vor dem Start der Messungen muss geprüft werden, ob die Messgeräte über die korrekte Firmware verfügen und ob die Messparameter richtig eingestellt wurden. Dazu empfiehlt sich eine Checkliste, die vor Ort bei der Geräteinstallation bzw. beim Start der Messungen ausgefüllt wird.
- Der notwendige Personenschutz für Dritte ist nach der Installation der Messgeräte wiederherzustellen. Zusätzliches Schutzmaterial kann notwendig sein, z. B. Isolationsmatten und Warnschilder.
- In einer Liste sollen das verwendete Messgerät pro Messpunkt inkl. der Bezeichnung der Strom- und Spannungssensoren dokumentiert werden.

Was gilt es bei der Messung mit MS/NS-Spannungswandlern zu beachten?

- Unterschiedliche Messwandlertypen können verschiedene Übertragungsfehler aufweisen. Sogar einzelne Exemplare eines bestimmten Typs können vom Durchschnitt stark abweichen (Ausreisser). Wenn vorhanden, empfiehlt es sich, die Messwandler, die sich im Lager befinden, auszumessen, um einen Überblick der eigenen Messwandler zu erhalten.
- Die untersuchten Wandler (Kapitel 3.4) wiesen bis zu einer Frequenz von 1.25 kHz einen maximalen Übertragungsfehler von -3.1 % auf. In diesem Bereich können die untersuchten Wandler für Analysen von Oberschwingungsspannungen eingesetzt werden. Im Bereich von 1.25 bis 4 kHz sind je nach Wandlertyp nur noch qualitative Aussagen möglich. Gewisse Wandler weisen bei 4 kHz eine Abweichung von fast -40 % auf und sind bei dieser Frequenz nur noch für Aussagen geeignet, wenn der Messfehler des Wandlers vorgängig bestimmt und bei der Auswertung berücksichtigt wird.

Wie können PQ-Hotspots identifiziert werden?

- Um nur kritische Netzknoten mit Messequipment auszurüsten und damit Kosten zu sparen, sollen PQ-Hotspots bestimmt und bei Bedarf mit permanenten Messungen überwacht werden. Dazu kann die relative Spannungsänderung gemäss Kapitel 3.7 verwendet werden.
- Zur Berechnung der relativen Spannungsänderung ist die maximale Leistungsänderung ΔS_A und die Kurzschlussleistung S_{kV} an allen Netzanschlüssen zu kennen. Letztere ist für die meisten Netzbetreiber mittels Netzsimulationen oder geeigneten Tools eruiierbar. Schwieriger ist allerdings die Bestimmung der Leistungsänderung ΔS_A . Es wurden in [18] verschiedene Methoden zur Erfassung von ΔS_A , aufgezeigt. Fig. 13 in Kapitel 3.7 gibt einen Überblick.



Wie kann die Anzahl an PQ-Messpunkten reduziert werden?

- Sobald die PQ-Hotspots bestimmt sind, kann die Anzahl der Messpunkte weiter reduziert werden, indem die Messpunkte von Hausanschlusskasten oder Verteilnkabinen in Trafostationen verlegt werden. Um die PQ-Parameter in HAK und VK basierend auf Messungen in TS quantifizieren zu können, muss der Qualitätsverlust ΔQ_R über den Leitungen für die PQ-Parameter bekannt sein. Die Methodik ist in [18] beschrieben und in Kapitel 3.8 zusammengefasst.

Was gilt es bei Topologieveränderungen zu beachten?

- Bei Topologieveränderungen im MS- und NS-Netz ist nicht mit kritischen Veränderungen zu rechnen, wenn in der Standardtopologie eine grosse Qualitätsreserve zu den Grenzwerten vorhanden ist. Befinden sich gewisse PQ-Parameter bereits nahe am Grenzwert, so kann ein Umbau eine Überschreitung zur Folge haben, bedingt durch die veränderte Netzimpedanz, welche die Netzzrückwirkungen verstärken kann. Bei Umbauten sind insbesondere Erzeuger von hohen harmonischen Strömen zu berücksichtigen und mit ausreichend grossen Kabelquerschnitten anzubinden. Werden die Kabellängen durch eine Sterntopologie länger, sind die Querschnitte der neuen Leitungen so zu wählen, dass die Netzimpedanz an den Netzknoten nicht grösser und folglich die Kurzschlussleistung nicht kleiner wird.
- Im untersuchten MS-Netz (Kapitel 3.3) wurden mittels Umschaltung der UW-Abgänge vier verschiedene Netztopologien auf der MS-Ebene eingestellt. Es zeigten sich durch die vier unterschiedlichen Zustände keine signifikanten Einflüsse auf die Spannungsqualität. Eine Umschaltung auf der MS-Ebene sollte also in der Regel für die PQ-Phänomene unkritisch sein, insofern vor der Umschaltung alle Netzknoten genügend Qualitätsreserve aufweisen. Dabei muss aber die maximale Belastung der Netzelemente im Vorfeld validiert werden, um keine Betriebsmittel zu zerstören.

Wie breiten sich PQ-Phänomene aus?

- Die Analysen auf der MS-Ebene (Kapitel 3.1) zeigten für alle PQ-Phänomene tendenziell eine mittlere bis hohe Korrelation zwischen der gemessenen Ausprägung in der TS und dem UW. Netzzrückwirkungen breiteten sich folglich über das gesamte MS-Netz aus. Dies lässt sich durch die eher kleinen Ströme im Vergleich mit den Strömen auf der NS-Ebene erklären. Eine Ausnahme bildeten Abgänge mit hoher Leistung, welche lokal zu anderen Ausprägungen der PQ-Phänomene geführt haben. PQ-Phänomene auf der MS-Seite von NE-6-Trafostationen können also in den meisten Fällen, mit Ausnahme von leistungsstarken Bezüchern, mittels Messungen im UW abgeschätzt werden.
- Untersuchungen in Niederspannungsnetzen zeigten, dass PQ-Phänomene an nahe beieinanderliegenden Netzknoten mit wenigen oder leistungsschwachen Kunden oftmals ähnliche Amplituden und Formen aufwiesen. Waren die Distanzen zwischen Netzknoten eher gross und waren viele Endkunden an den Verknüpfungspunkten angeschlossen, war die Korrelation zwischen den Netzknoten eher schwach oder gar nicht vorhanden.
- Simulationen der NE 6 zeigten, dass es wichtig ist, die Vorbelastung aus dem MS-Netz, sprich die MS-Spannung, im Modell zu verwenden. Wurde die im MS-Netz gemessene Spannung nicht berücksichtigt, sondern eine ideale 50-Hz-Sinusspannung hinterlegt, wiesen Simulation und Messung grosse Abweichungen auf. Damit zuverlässige Modelle geschaffen werden können, sind deshalb in nächsten Studien Überlegungen zur vereinfachten Mitberücksichtigung des MS-Netzes anzustellen. In [10] wurden Faktoren aufgelistet, die es zu berücksichtigen gilt, um möglichst zuverlässige Simulationsergebnisse zu erhalten.



Wann sind repräsentative Spannungsqualitätsprofile hilfreich?

- Für PQ-Analysen ist es von hohem Interesse, Messdaten klar zu kategorisieren (Wohngebiet, Industrie, Gewerbe etc.). Idealerweise wird zu jedem Messpunkt dokumentiert, wie viele Kunden von welchem Kundentyp versorgt werden. Sonderanlagen und signifikante Änderungen im betrachteten Versorgungsgebiet sind zu erwähnen. Dies vereinfacht das Erkennen der Erzeuger von gewissen Phänomenen.
- Das Erstellen von Spannungsqualitätsprofilen ist für einzelne Messpunkte sinnvoll, beispielsweise um die Qualitätsreserve, also die Differenz zwischen Grenzwert und dem grössten Messwert, zu berechnen und über die Jahre zu vergleichen. Dabei sollen Ausreisser nicht betrachtet werden. Es ist zu prüfen, ob zum Beispiel die Darstellung von 99.5 %, 99 % und 95 % keine Ausreisser mehr darstellen und ähnliche Ergebnisse liefern.
- In einem ersten Schritt empfiehlt es sich, die Schar der Messdaten aus dem gesamten Messgebiet zu betrachten, um einen Überblick über das Messgebiet zu erhalten. Danach können Eigenheiten der Messdaten im Detail betrachtet und allenfalls auf einzelne Anlagen zurückverfolgt werden.
- Sollen repräsentative Spannungsqualitätsprofile für einen bestimmten Netztyp/Kundentyp erstellt werden, so muss genau bekannt sein, welche Kundentypen an den betrachteten Netzknoten angeschlossen sind.

Wie beeinflussen nichtlineare Geräte die Ausprägung der PQ-Parameter in NS-Netzen?

- Die Untersuchung in Kapitel 4.2 hat gezeigt, dass Inverter die harmonischen Spannungspegel an allen Punkten eines Verteilnetzes erheblich beeinflussen können. Kritische harmonische Amplituden werden durch Inverter mit hoher Leistung aber genauso durch die Summe vieler verschiedener nicht-idealer Lasten, die an unterschiedlichen Anschlusspunkten angeschlossen sind, verursacht. Um mittels Simulationstools genaue Vorhersagen und Schlussfolgerungen zu treffen, müssen Amplituden und Winkel genau gemessen und im Modell hinterlegt werden.
- Aktive Oberschwingungsfilter sind in der Lage, die von den nichtlinearen Lasten erzeugten Oberschwingungsströme zu kompensieren und das lokale Spannungsprofil zu verbessern. Wenn das Netz mehrere nichtlineare Lasten aufweist, die Strom Oberschwingungen in das Netz einspeisen, ist die Korrekturwirkung eines Aktivfilters an entfernten Netzknoten begrenzt. Um die Amplituden der Oberschwingungsspannungen im gesamten Netz zu verringern, wäre eine aktive Filterung an allen Netzknoten, an denen relevante Oberschwingungsströme verursacht werden, erforderlich. Dabei muss das Kosten/Nutzen-Verhältnis beachtet werden. Insbesondere soll geprüft/beurteilt werden, ob erhöhte Oberschwingungspegel überhaupt Beeinträchtigungen im entsprechenden Netz verursachen. Es soll vermieden werden, teure Massnahmen ohne entsprechenden Nutzen zu ergreifen.
- Der Ersatz der öffentlichen Beleuchtung mit LED hatte keinen negativen Einfluss auf die Spannungsqualität im untersuchten Niederspannungsnetz (Kapitel 4.1). Sowohl die Wirk- als auch die Blindleistung konnten gesenkt werden, was insgesamt zu niedrigeren Betriebskosten führte. Ein Ersatz von bisherigen Technologien mit LED kann deshalb aus Sicht des niedrigeren Verbrauchs empfohlen werden.



Wie ist die Ausprägung der Netzimpedanz mit und ohne dezentrale Erzeugungsanlagen im Bereich von 50 Hz bis zu einigen 100 kHz?

- Die Untersuchungen in Kapitel 4.4 haben gezeigt, dass Solarwechselrichter die Ausprägung der Netzimpedanz massgeblich beeinflussen können. Je nach Anzahl Wechselrichter wird die Impedanz im Bereich der Harmonischen (50 Hz bis 2 kHz) und der Supraharmonischen (grösser 2 kHz) beeinflusst. Insbesondere kann die Kommunikation beeinträchtigt werden, wenn die Netzimpedanz bei der Kommunikationsfrequenz niedrig ist (Kurzschluss für das Signal). Ist von eingesetzten Geräten (z. B. auch Filter) bekannt, dass sie bei benutzten Kommunikationsfrequenzen eine niedrige Impedanz aufweisen (Kapitel 4.12), so ist von einem Einsatz abzuraten und stattdessen ein Gerät mit einem vorteilhaften Impedanzverhalten einzusetzen. In der Praxis ist diese Information jedoch meist nicht vorhanden. Hierbei können die BFH und die HES-SO mit Netzimpedanzmessungen unterstützen.
- Bei der Netzplanung ist es komplex, die frequenzabhängige Netzimpedanz an den Netzknoten vorherzusagen. Dies wäre nur dann möglich, wenn die gesamte Gerätestruktur bekannt wäre und von jedem Gerät der Verlauf der frequenzabhängigen Netzimpedanz zur Verfügung stünde. Eine solche Abschätzung könnte allenfalls durch die Wissenschaft gemacht werden (z. B. BFH und HES-SO). Für den Praktiker gibt es aktuell noch keine geeigneten Tools zur einfachen Berechnung der frequenzabhängigen Netzimpedanz an bestimmten Netzknoten.
- Selbst wenn von gewissen Geräten der Verlauf der frequenzabhängigen Eingangsimpedanz bekannt ist, so ist doch die Gesamtimpedanz an einem Netzknoten darüber hinaus von allen angeschlossenen Geräten sowie von der Netztopologie abhängig. Verallgemeinernde Aussagen sind daher in der Regel nicht möglich, sondern es muss jeder Fall einzeln betrachtet werden.
- Die Messung der Netzimpedanz empfiehlt sich immer dann, wenn Störungen von Geräten und Kommunikationssystemen auftreten. Dabei kann der Digitale Spannungsanalysator (DSA, Firma Michels) aus dem Labor der BFH oder das IGOR-Messgerät der HES-SO Valais-Wallis zum Einsatz kommen (Fig. 2 in Kapitel 2 und Fig. 25 in 4.11).

Wird die Rundsteuerung bzw. generell die PLC durch nichtlineare Geräte gestört?

- Mit einer Pilotanlage wurde gezeigt, dass die Emissionen von Wechselrichtern im CENELEC A-Frequenzband einen negativen Einfluss auf die G3-PLC-Kommunikationsverfügbarkeit haben können (Kapitel 4.10). Es konnte aufgezeigt werden, dass die Emissionen der Wechselrichter unterschiedlich sind und dass die Wechselrichter die G3-PLC Kommunikation – je nach Pegelstärke – stören oder gar verhindern. Auch im PLC-Testaufbau der HES-SO konnten Emissionen von WR die Kommunikation stören (Kapitel 4.12). Die dezentrale Energieproduktion mit Photovoltaik-Anlagen wird gefördert, weshalb dieser Problematik vermehrt Aufmerksamkeit geschenkt werden sollte. Aus den Messerfahrungen wurde in [32] eine Prozedur entwickelt, welche für eine effizientere Störungssuche im Feld empfohlen wird.
- In zwei NS-Netzen traten tagsüber an allen Messpunkten abgeschwächte Rundsteuer-Pegel auf (Kapitel 4.6). An allen Messpunkten zeigte sich ein ähnliches Verhalten: Der RST-Pegel war tagsüber wesentlich niedriger als nachts. Grund dafür waren die PV-Wechselrichter, in welche beim Auftreten des RST-Spannungssignals ein Strom bei der RST-Frequenz floss. Dieser Strom war in der Summe so gross, dass er über dem Transformator und den Leitungen einen Spannungsabfall bei der RST-Frequenz bewirkte. Die Amplitude des Stromes bei der RST-Frequenz in die PV-Anlagen war umso höher, je mehr Solarwechselrichter installiert waren. Dies unterstreicht die Empfehlung, dass es eher vorteilhaft ist, eine kleine Anzahl von Wechselrichtern mit hoher Leistung zu installieren als eine grosse Anzahl von Wechselrichtern mit niedriger Leistung. Diese Empfehlung gilt bereits im Zusammenhang mit Netzstörungen durch Oberschwingungsströme. Die praktischste Lösung zur Behebung dieses Problems wäre, den Strom bei der RST-Frequenz, die von den Solarwechselrichtern aufgenommen wird, zu reduzieren. Im Modell hat dies die RST-Pegel verbessert. In der Praxis konnte dies in gewissen Fällen durch die Anpassung der Schaltfrequenz der Wechselrichter erreicht werden. Diese



Möglichkeit hängt aber von der Unterstützung des Wechselrichterherstellers ab und steht nicht immer zur Verfügung. Eine andere Möglichkeit wäre der Einsatz von Filtersystemen. Dieser Ansatz wurde aber nicht getestet und es sind bisher keine Standard-Lösungen bekannt.

Werden Kommunikationssysteme und Geräte durch Harmonische/Supraharmonische gestört?

- Unter dem vorherigen Punkt wurde erläutert, dass Emissionen von PV-Wechselrichtern die G3-PLC-Kommunikation stören können (siehe auch Kapitel 4.10 und 4.12).
- Ein Netzbetreiber war mit Reklamationen konfrontiert, weil LED der Kunden während dem Auftreten des Rundsteuersignals flackerten. Nach Messungen mit verschiedenen LED-Lampen und Dimmern konnte das Flackern auf die Funktionsweise des Dimmers und das Zusammenspiel von LED-Treiber und Dimmer zurückgeführt werden. Die Problematik besteht in der Erkennung des Nulldurchgangs durch den Dimmer, welcher durch die Rundsteuersignale verschoben wird. Abhilfe könnten entweder Filtersysteme, andere LED-Leuchten oder auch das Ändern der Rundsteuerfrequenz schaffen, wobei jeweils das Kosten/Nutzen-Verhältnis abzuwägen ist.
- Die Erkenntnis aus einer Untersuchung von Smart Metern und Ferraris-Zählern war, dass unter gewissen Voraussetzungen auch die in der Schweiz verbauten Smart Meter Fehler bei der Erfassung der Energiemenge ergeben, wenn das Stromsignal sehr stark verzerrt ist (Kapitel 4.15). In der Praxis treten solche Stromverzerrungen aber nur in Ausnahmefällen auf, weshalb aktuell im Normalfall kaum relevante Messfehler auftreten dürften. Bei Anlagen mit sehr stark verzerrten Strömen (hoher THD_i) würde sich jedoch zur Kontrolle eine Vergleichsmessung empfehlen, um die Genauigkeit des verwendeten Smart Meters zu testen.

Wie wirkt sich die Topologie des Verteilnetzes auf Kommunikationssysteme aus und wie kann die Kommunikationsqualität analysiert werden?

- Die Berücksichtigung der Entfernung zwischen Datenkonzentratoren und Zähler alleine genügt nicht, um die Dämpfung von Übertragungssignalen zu bestimmen. Auch die Netztopologie muss berücksichtigt werden. Eine Struktur, bei der über eine einzelne Leitung ab TS mehrere Verteilnkabinen angeschlossen werden, kann zu einer hohen Dämpfung der übertragenen Signale führen. Eine einfache und leicht zu handhabende wirtschaftliche Lösung zur Erhöhung der Signalpegel ist die Anbringung von Repeater-Zählern in jeder Verteilnkabine (Kapitel 4.12).
- Die Langzeitmessung mit einem Paketanalysator ist sehr wichtig, um die Schwachstellen einer Installation durch Vergleich der Emissionswerte zu bestimmen. Sie wird auch verwendet, wenn bestimmt werden soll, welche Schwachstellen während der unterschiedlichen Tageszeiten auftreten (Tag/Nacht, Werktag/Wochenende). Im Falle von Schwierigkeiten bei der Bestimmung der Fehlerursache kann die Impedanzmessung eine grosse Hilfe sein.

Unter welchen Bedingungen führt der Einsatz von Wechselrichtern mit Spannungs- und Stromharmonischen zum instabilen Betrieb?

- Feldmessungen haben bereits im Projekt Swinging Grids gezeigt, dass die lokale, frequenzabhängige Netzimpedanz und die Spannungsverzerrungen einen grossen Einfluss auf das Spektrum der Strom Oberschwingungen von elektronischen Wandlern haben [46]. Dies kann zu einem instabilen Betrieb führen. In solchen Fällen werden ausführliche Netzimpedanz- und PQ-Messungen empfohlen, um die Gründe zu analysieren und zu beheben, beispielsweise durch den Austausch eines Geräts, das die Netzimpedanz ungünstig beeinflusst oder durch die Anpassung von Regelparametern oder auch durch die Veränderung der Netztopologie.
- Im Projekt OptiQ wurde im Prosumer-Lab der BFH untersucht, ob der Betrieb verschiedener Wechselrichter an unterschiedlichen Netztopologien und mit unterschiedlichen Pegeln der Spannungsharmonischen zu einem instabilen Betrieb führte (Kapitel 4.3). Dabei wurde in keiner Konfiguration durch die Wechselrichter ein instabiles Verhalten verursacht. Bei der Vorgabe einer stark verzerrten Netzspannung haben sich gewisse Wechselrichter ausgeschaltet. In diesen Fällen lagen die Spannungspegel der Oberschwingungen jeweils über den Grenzwerten gemäss



EN 50160. Um weitere Erfahrungen zu Instabilitäten zu untersuchen, werden weitere Messungen mit Wechselrichtern unter anderen Bedingungen (Netzimpedanz, Topologie, Anzahl/Typ der Wechselrichter) empfohlen.

Wo ist der Spannungsreferenzpunkt eines RONT zu platzieren?

- Beim Einsatz eines RONT ist insbesondere die Wahl des Spannungsreferenzpunktes für die Stufenregelung von wichtiger Bedeutung. Der Referenzpunkt sollte sich nahe beim Verursacher der stärksten Spannungsschwankungen befinden, also in der Regel in der Nähe der leistungsstärksten Anlage/n). Lässt sich dies nicht eindeutig bestimmen, ist es generell am sinnvollsten, die NS-Sammelschiene in der TS als Spannungsreferenz zu definieren.

Welche Vor- und Nachteile bringen die Q(U)- und P(U)-Regelung mit sich?

- Aus Sicht der Spannungsreduktion stellt die Q(U)-Regelung in Kombination mit Wirkleistungsreduktion verglichen mit der P(U)-Regelung für PV-Anlagen an Anschlusspunkten mit grosser sowie mit kleiner Kurzschlussleistung die effektivere Form der Spannungsregelung dar, da diese mit weniger Verlust der Einspeisewirkleistung eine grössere Spannungsreduktion verursacht.
- Bei der Q(U)-Regelung werden zusätzliche Netzverluste bedingt durch den Blindleistungsfluss durch die Leitungen und die Trafos verursacht, insofern die zusätzliche Blindleistung zu einem grösseren Leistungsfluss führt (d. h., wenn nicht gleichzeitig die Wirkleistung entsprechend reduziert wird). Zudem muss die benötigte Blindleistung von der überlagerten Netzebene bereitgestellt werden, was weitere Kosten nach sich ziehen kann.
- Die Simulationen haben gezeigt, dass die Spannung mittels der Q(U)-Regelung sowie der P(U)-Regelung nicht nur lokal bei der PV-Anlage reduziert werden kann, sondern, bedingt durch die Impedanz des Trafos, im gesamten Netz.

Was gilt es bei gleichzeitigem Einsatz von RONT und Q(U)-Regelung zu beachten?

- Wird ein RONT in Kombination mit der Q(U)-Regelung einer PV-Anlage für die Spannungsregelung eingesetzt, kann die Spannung durch die Q(U)-Regelung am Anschlusspunkt der PV-Anlage zwar effektiv geregelt werden. Jedoch könnte die Q(U)-Regelung das Schaltverhalten eines RONT ungünstig beeinflussen, was sich auf andere Anschlusspunkte mit PV-Anlagen durch höhere Spannungsmaxima negativ auswirken könnte.
- Beim Einsatz der Q(U)-Regelung in Kombination mit einem RONT sollte der RONT priorisiert werden: Die Verzögerungszeit des RONT sollte kleiner sein als die Einstellzeit der Q(U)-Regelung, im besten Falle um den Faktor drei [47].

Welche Varianten sind beim Bau einer Schnellladestation zu betrachten?

- Im untersuchten Netz betrug die maximal mögliche Anschlussleistung (Verbrauch) für den geplanten Gewerbebetrieb 135 kW (Kapitel 6.3). Falls Schnellladestationen mit einer Leistung von bis zu 300 kW gebaut werden sollen, ist eine Netzverstärkung (grössere Kabelquerschnitte) oder ein Netzausbau, d. h. eine Erweiterung der bestehenden oder ein Neubau einer zusätzlichen Trafostation, erforderlich. Als Alternative wurde auch der Einsatz eines Batteriespeichers beim Gewerbebetrieb geprüft werden, jedoch war diese Variante wesentlich teurer als eine neue Trafostation oder eine neue Leitung. Im Einzelfall sind beim Bau einer Schnellladestation die verschiedenen Lösungsvarianten technisch und wirtschaftlich miteinander zu vergleichen.



Welche Vorteile bietet der Einsatz von Demand-Side-Management?

- Für den Netzbetreiber konnte bestätigt werden, dass durch den Einsatz von Demand-Side-Management im untersuchten Netz folgende positiven Effekte zu verzeichnen waren:
 - Reduktion der Lastspitzen, so dass die Auslastung immer niedriger als 100 % war
 - Verhinderung von Verletzungen der Spannungsgrenzen gemäss EN 50160
 - Reduktion der Netzverluste im Verteilnetz
- Laststeuerung kann folglich gewisse Investitionskosten in das Netz vermeiden.
- Durch leistungsorientierte Tarife erhält der Netzbetreiber eine bessere Planungssicherheit, da er die maximal erwartete Leistung besser abschätzen kann als mit rein energiebasierten Tarifen.
- Aus Kundensicht wird empfohlen, Flexibilität zur Laststeuerung wo möglich zur Verfügung zu stellen, um unnötige Investitionskosten in das Stromnetz zu verhindern. Der Kunde und die Kundin können durch eine geeignete Kombination von steuerbaren Lasten und einem leistungsorientierten Tarif ihre Kosten senken.



8 Schlussfolgerungen

Die Auswirkungen und die Entwicklung der PQ-Parameter und der frequenzabhängigen Netzimpedanz im Verteilnetz müssen in der Netzplanung und im Netzbetrieb ausreichend berücksichtigt werden. Deshalb wurden Netzzrückwirkungen und die frequenzabhängige Netzimpedanz unter realen Bedingungen in den Verteilnetzen gemessen, anhand von Modellen simuliert und analysiert. Daraus wurden Empfehlungen und Methoden für die Netzplanung und den Netzbetrieb entwickelt. Die gewonnenen Erkenntnisse unterstützen die Netzbetreiber dabei, aufkommende Fragen zur Spannungsqualität und zur frequenzabhängigen Netzimpedanz professionell zu beantworten.

Die Ergebnisse des Projekts werden den Verteilnetzbetreibern bei der Wahl der optimalen Netzstruktur und bei der Vermeidung von unnötigen Netzinvestitionen helfen. Optimierungspotenziale, die durch regelbare Geräte wie steuerbare Transformatoren und regelbare PV-Wechselrichter, aber auch durch die Implementierung des Demand-Side-Managements gegeben sind, wurden quantifiziert und können von den VNB genutzt werden. Durch die Untersuchung verschiedener Regelstrategien in zwei Niederspannungsnetzen wurden die Lösungen der beteiligten VNB bewertet und Empfehlungen für den zukünftigen Planungsprozess abgeleitet. Die Hauptergebnisse sind öffentlich, so dass alle VNB davon profitieren können.

Mögliche Störeinflüsse auf die PLC-Kommunikation wurden untersucht. Die frequenzabhängige Netzimpedanz, welche stark durch Geräte mit Leistungselektronik bestimmt wird, ist dabei wesentlich und muss beim Netzbau berücksichtigt werden. Mit einer Pilotanlage wurde ausserdem gezeigt, dass die Emissionen von Wechselrichtern einen negativen Einfluss auf die G3-PLC Kommunikationsverfügbarkeit haben können. Da die dezentrale Energieproduktion mit Photovoltaikanlagen zunimmt, benötigt diese Problematik genügend Aufmerksamkeit. Mögliche Störquellen und Massnahmen zur Behebung wurden aufgezeigt.

Die Zusammenarbeit mit anderen Universitäten, Fachhochschulen und Industriepartnern wurde durch die Analysen, die in einem kontinuierlichen Austausch mit den Partnern durchgeführt wurden, gestärkt. Die Präsentationen und Diskussionen in den Unternehmen ermöglichten es der BFH, die Studien sowohl dem Fachpersonal als auch Vertretern des Managements vorzustellen. Neues Wissen wurde von der Wissenschaft in die Industrie transferiert. Dieser Prozess wird sich dank des gestärkten Netzwerks auch künftig fortsetzen. Aufgrund der bisher erfolgreichen Zusammenarbeit und der Wichtigkeit der Thematik wollen mehrere Verteilnetzbetreiber auch in Zukunft die gemeinsame angewandte Forschung mit der BFH fortsetzen und damit den Zugang für praxisnahe Untersuchungen in den Stromnetzen ermöglichen. Diese Zusammenarbeit zwischen Wissenschaft und Wirtschaft ist entscheidend, um die Herausforderungen der elektrischen Energieversorgung so effizient und effektiv wie möglich zu bewältigen.

Die Weiterentwicklung des Tools «ZNP light» mit der Berechnung des PQ-Index ermöglicht eine qualitative Bewertung der PQ-Parameter eines Netzes, ohne über PQ-Messdaten verfügen zu müssen. Diese Funktionalität hebt das Tool von anderen Netzberechnungstools ab. Weiter erlaubt das entwickelte Tool «LastprofilTool ES 2050» das Erstellen von Leistungsprofilen unter Berücksichtigung der relevanten Einspeisungen, Verbraucher und Speicher. In allen gängigen Netzberechnungstools sind diese Profile für Leistungsflussberechnungen nutzbar. Beide genannten Tools sind kostenlos bei der BFH erhältlich (Mail an stefan.schori@bfh.ch oder michael.hoeckel@bfh.ch). Diese einfachen Werkzeuge und Konzepte für die Zielnetzplanung unterstützen einige Netzbetreiber schon heute dabei, das Verteilnetz von morgen zu planen.

Die Arbeiten wurden im Rahmen des Schweizer Kompetenzzentrums für Energieforschung zur zukünftigen Schweizerischen elektrischen Infrastruktur (SCCER FURIES) mit finanzieller Unterstützung der Schweizerischen Agentur für Innovationsförderung (Innosuisse - SCCER Programm) durchgeführt. Die BFH und die HES-SO danken den Partnern, dem Bundesamt für Energie BFE und Innosuisse für die Unterstützung.



9 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Nutzung und Verbreitung der Tools, Methodiken und Empfehlungen

Die neu programmierten oder weiterentwickelten Tools «ZNP light», «LastprofilTool ES 2050» und «DISQ» werden in Forschungsprojekten der BFH mit der Industrie verwendet. Alle Tools können bei den Autoren Stefan Schori (stefan.schori@bfh.ch) und Michael Höckel (michael.hoeckel@bfh.ch) kostenlos bezogen werden. Insbesondere das Tool «ZNP light» aber auch das «LastprofilTool ES 2050» wurde von Netzbetreibern und Dienstleistern bezogen und verwendet.

Die im Projekt durchgeführten Messkampagnen haben den betroffenen Netzbetreibern, aber auch den anderen Projektpartnern, aufgezeigt, wodurch gewisse PQ-Phänomene und Störungen der PLC im Stromnetz hervorgerufen werden. Dieses Verständnis hilft den Netzbetreibern bei künftigen Veränderungen des Stromnetzes und der Anlagenstruktur dabei, unerwünschte Auswirkungen möglichst zu vermeiden. Die BFH und die HES-SO arbeiten mit verschiedenen Netzbetreibern langfristig zusammen. Dies ermöglicht einen Transfer der Projektergebnisse in die Praxis, auch über das Projektende hinaus. Gewisse Fragestellungen werden in gemeinsamen studentischen Arbeiten weiter vertieft und dienen den Netzbetreibern bei der Entscheidungsfindung für den Netzbau und Netzbetrieb.

Wesentliche Projektergebnisse werden an Fachtagungen den Experten der Netzbetreiber präsentiert. Wichtige Gefässe hierfür sind die PQ-Fachgruppe des VSE sowie die VSE-Tagung Versorgungsqualität, die alle zwei Jahre durchgeführt wird. Dort werden die Erkenntnisse in einem Fachkreis mit einer Vielzahl von potenziellen Umsetzungspartnern kritisch besprochen. Daraus lassen sich auch Kontakte für die Weiterführung beziehungsweise für die Neudefinition von Projekten ableiten.

Arbeitsgruppe EMV&PQ D-A-CH-CZ

Die Ergebnisse wurden und werden innerhalb der internationalen Arbeitsgruppe EMV&PQ D-A-CH-CZ diskutiert und bei den Empfehlungen zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen berücksichtigt. Ein regelmässiger Informationsaustausch findet mit der Technischen Universität Dresden (TUD) aus Deutschland statt. Zusammen mit der TUD, der HES-SO und der Universität Baskenland aus Spanien hat die BFH im August 2018 eine schweizweite Messkampagne durchgeführt (Kapitel 4.5). Untersucht wurde die frequenzabhängige Netzimpedanz in Verteilrkabinen und Trafostationen. Gemeinsam mit Messergebnissen aus Deutschland, Österreich und der tschechischen Republik wurden die Ergebnisse in einem Paper an der CIRED 2019 in Madrid von der TUD vorgestellt (Paper Nummer 1398, Survey of network impedance in the frequency range 2-9 kHz in public low voltage networks in AT/CH/CZ/GE) [28]. Die BFH hat das Paper als Co-Autor mitgeschrieben. Diese Messungen aus der Schweiz wurden vom VSE/AES unterstützt und flossen in die neuen D-A-CH-CZ-Regeln (3. Version) ein (Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen).

Working Group 8 des technischen Komitees IEC TC 77A

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. Analysen der elektromagnetischen Interferenzphänomene in Bezug auf die Versorgungsqualität werden ausgeführt. Die Bereiche, die sich mit dem Projekt OptiQ überschneiden sind Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Rundsteuerung/Datenübertragung. Die WG 8 beschreibt die elektromagnetische Umgebung in Bezug auf die oben genannten Phänomene, um typische Störpegel und Verträglichkeitspegel festzulegen, aus denen Emissions- und Immunitätspegel gewonnen werden können. Eine weitere Verantwortlichkeit sind neue Richtlinien für den Anschluss von Lasten, die grössere Störungen auf Frequenz bis zu 150 kHz verursachen können, an das Stromversorgungsnetz.



In der WG 8 wurde auch vorgeschlagen, einen technischen Bericht über das Thema «Stabilität von Umrichtern» zu publizieren. Der vorgeschlagene Titel für den technischen Bericht lautet: «Description of the characteristics of networks with high penetration of power electronics equipment». Der Bericht ist beim Abschluss des Projekts OptiQ noch in Vorbereitung.

Die WG-8-Mitglieder, welche die Umrichter-Industrie vertreten, unterstützen Aktivitäten im Bereich der Messung der Netzimpedanz. Sie haben erkannt, dass die Netzimpedanz aufgrund der zunehmenden Anzahl der an das Netz angeschlossenen EMV-Filter generell verkleinert wird, wegen der Kapazität in solchen Filtern. Dies führt dazu, dass die in der Testspezifikation definierten Standard-Netzimpedanzen im Vergleich zur Realität zu hoch sind, was zu strengeren Anforderungen an die Emissionspegel für Geräte führt. Eine genaue und aktuelle Übersicht über die an realen typischen Verteilnetzen gemessene frequenzabhängige Impedanz wird als vorrangige Notwendigkeit angesehen. Die im Projekt durchgeführten Messkampagnen liefern hierzu wichtige Ergebnisse.

Projekt QuVert – Nutzung von Qualitätsreserven in elektrischen Verteilnetzen

Die Ergebnisse des Projekts und auch vorhergehender Projekte der BFH und/oder der HES-SO Valais-Wallis wie das Projekt Swinging Grids [46] und das Projekt REMIGATE [26] haben wichtige Zusammenhänge in Bezug auf die PQ-Parameter im Verteilnetz aufgezeigt. Dies wird dabei helfen, Verteilnetze auch in Zukunft mit hoher Versorgungsqualität zu betreiben.

In Bezug auf einen kostenoptimierten Netzbau stellen sich jedoch weitere Fragen, die es zu beantworten gilt. Durch den steigenden Einsatz von Leistungselektronik sowie die Zunahme an dezentraler Einspeisung, Speicherung und flexiblen Lasten treten diese Fragen zu Rückwirkungen auf das Versorgungsnetz und deren Beurteilung immer mehr in den Vordergrund. 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 volatilen Verteilnetze der Zukunft ist es sehr wichtig zu verstehen, welchen Einfluss verschiedene Netzvarianten und Belastungszustände auf die Netzstabilität und die Spannungsqualität haben. Daher wird in einem weiteren Projekt mit dem Titel «QuVert – Nutzung von Qualitätsreserven in elektrischen Verteilnetzen», das von Dezember 2020 bis März 2024 durchgeführt wird, mit Messkampagnen in verschiedenen Niederspannungsnetzen untersucht, welche Auswirkungen auf die Einhaltung der EN 50160 auftreten, wenn Anlagen über die Grenzen der Regeln, welche die Netzbetreiber bei der Beurteilung von Anschlussgesuchen heute anwenden, hinaus betrieben werden. Daraus wird das wirtschaftliche Potential verschiedener Methoden beim Netzbau abgeleitet und verglichen sowie ein generisches Überwachungskonzept aufgestellt.

Projektpartner im Projekt QuVert sind der Messgerätehersteller Camille Bauer Metrawatt AG, die Fachhochschule Wallis (HES-SO Valais-Wallis) sowie die Netzbetreiber Energie Service Biel/Bienne, Industrielle Betriebe Murten, AEW Energie AG, Primeo Energie, Repower AG, Services Industriels de Genève und Energie Thun. Das Projekt wird finanziell vom Bundesamt für Energie und von den Industriepartnern unterstützt.



10 Publikationen

An der CIRED-Konferenz 2019 in Madrid wurden ein Paper und ein Poster zur Untersuchung in Kapitel 4.2 veröffentlicht.

- CIRED-Konferenz in Madrid (Paper Nummer 1022, Harmonic analysis and mitigation in distribution grids with high penetration of power inverters), Juni 2019 [22]

Das Projekt wurde als eine Aktivität im Rahmen des nationalen Forschungsnetzwerks SCCER FURIES von Innosuisse durchgeführt [48]. Die Ergebnisse dieses Projekts flossen in der Form von fünf Berichten (Deliverables) in das WP 1 von SCCER FURIES ein:

- D1.4.1d Chapter(s) on the Tools and Guidelines for target grid planning in the LV and MV grids, Juni 2018
- D1.1.2a Chapter(s) on the power quality and grid impedance measurement campaigns, März 2019
- D1.1.2b Chapter(s) on the power quality studies on LV and MV grid, Juni 2019
- D1.2.3a Control strategies and stability analyses for controllable low voltage elements in a real scale LV grid (small scale demonstrator), September 2019
- D1.1.2c Analyzing instabilities with inverters in grid-connected and islanding mode, Juni 2020

Die Ergebnisse aus der schweizweiten Messkampagne zur Untersuchung der frequenzabhängigen Netzimpedanz (Kapitel 4.5) wurden in einem Artikel der Fachzeitschrift «Bulletin.ch» veröffentlicht. Der Artikel trägt den Titel «Messung von Netzimpedanzen» [27].

An der VSE-Tagung Versorgungsqualität, die voraussichtlich im Frühjahr 2021 durchgeführt wird, werden die Ergebnisse Fachexperten aus der gesamten Schweiz vorgestellt werden. Vertreter der BFH sind zudem Mitglieder der PQ-Fachgruppe des VSE und werden in diesem Fachkreis Projektergebnisse vorstellen.

Für jedes Arbeitspaket WP 1 bis WP 5 wurden die Resultate in einem separaten Bericht zusammengefasst. Diese Berichte sind öffentlich verfügbar (Kapitel 12).

Eine Veröffentlichung der wesentlichen Projektergebnisse in der Fachzeitschrift «Bulletin.ch» ist im ersten Halbjahr 2021 vorgesehen. Zudem ist eine Publikation im Magazin des Bundesamts für Energie (energieplus) geplant.



11 Literaturverzeichnis

- [1] VSE, VEÖ, VDN und CSRES, «D-A-CH-CZ – Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen,» VSE, Aarau, 2007.
- [2] «EN 61000-3-2, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-2: Limits – Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase),» 2014.
- [3] «EN 61000-3-12, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-12: Limits – Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current > 16 A and ≤ 75 A per phase,» 2011.
- [4] «Netzverstärkungen, Weisung 2/2015 der ECom (ersetzt die Weisung 4/2012),» Eidgenössische Elektrizitätskommission ECom, 2015 (aktualisiert im Jahr 2018).
- [5] Schweizerische Eidgenossenschaft, «Stromversorgungsgesetz, StromVG,» Schweizerische Eidgenossenschaft, vom 23. März 2007 (Stand am 1. Juni 2019).
- [6] Bundesamt für Energie; Prognos, «Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050,» 12 September 2012. [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050/dokumentation/energieperspektiven-2050.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvNjczNw==.html>. [Zugriff am 28 09 2020].
- [7] [Online]. Available: www.jupyter.org. [Zugriff am 28 09 2020].
- [8] «Prosumer-Lab,» Berner Fachhochschule, [Online]. Available: <https://www.bfh.ch/de/forschung/forschungsbereiche/prosumer-lab/>. [Zugriff am 28 09 2020].
- [9] «PQ-Boxen,» A. Eberle GmbH & Co. KG, [Online]. Available: <https://www.a-eberle.de/de/produktgruppen/pq-mobil/komponenten>. [Zugriff am 28 9 2020].
- [10] P. Noth, «Spannungsqualitäts-Messungen im Mittelspannungsnetz der BKW – Projektarbeit 2,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2017.
- [11] «EN 50160, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen,» 2010.
- [12] T. Raitz Novais, L. Heiniger, S. Schori und M. Höckel, «Projekt OptiQ, WP 1 – PQ-Auswertung, MS/NS-Messungen,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2018.
- [13] R. Buntschu, L. Heiniger und S. Schori, «Projekt OptiQ, WP 1, Umbau Netztopologie,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2019.
- [14] M. Klatt, J. Meyer, M. Elst und P. Schegner, «Frequency Responses of MV voltage transformers in the range of 50 Hz to 10 kHz,» 2010.
- [15] L. Heiniger, S. Schori und M. Höckel, «Projekt OptiQ, WP 1, Übertragungsverhalten von MS/NS-Spannungswandlern,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2018.
- [16] T. Raitz Novais und S. Schori, «Projekt OptiQ, WP 2, Analyse von PQ-Langzeitdaten,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2019.
- [17] L. Heiniger, «Projekt OptiQ, WP 5, PQ-Index, Berücksichtigung der Entwicklung der Spannungsqualität in der Zielnetzplanung,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2020.
- [18] P. Noth, «Effizientes Spannungsqualitäts-Messmanagement,» Berner Fachhochschule, Ostermundigen, 2018.



- [19] L. Heiniger, R. Buntschu, S. Schori, S. Nay und M. Höckel, «Projekt OptiQ, WP 4, Umbau öffentliche Beleuchtung,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2019.
- [20] «EN 61000-2-2, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV). Teil 2-2: Umgebungsbedingungen - Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen,» 2002.
- [21] L. Heiniger, T. Raitz Novais, A. Rupp, S. Schori und M. Höckel, «Projekt OptiQ, WP 4, PQ-Auswertung, Erhöhte 15. Harmonische,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2019.
- [22] S. Schori, M. Höckel, L. Heiniger, L. Dalessandro, A. Rupp und J. Greuter, «Harmonic analysis and mitigation in distribution grids with high penetration of power inverters,» CIRED, Madrid, 2019.
- [23] «Schaffner ecosine active sync, active harmonic filter,» [Online]. Available: <https://products.schaffner.com/en/ecosine-active-sync>. [Zugriff am 28 09 2020].
- [24] R. Buntschu, «Projekt OptiQ, WP4, Wechselrichter unter nicht idealen Bedingungen,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2019.
- [25] L. Heiniger, M. Höckel und S. Schori, «Projekt OptiQ, WP 4, Beeinflussung der fNI durch PV-Wechselrichter,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2018.
- [26] D. Roggo, L. Capponi, F. Decorvet und C. Pellodi, «REMIGATE: Reduction of electromagnetic interferences in smart grid applications: Site tests and assessment,» Swiss Federal Office of Energy SFOE, 2018.
- [27] M. Höckel und J. Meyer, «Messung von Netzimpedanzen,» 2019. [Online]. Available: <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/messung-von-netzimpedanzen.html>. [Zugriff am 28 09 2020].
- [28] R. Stiegler, J. Meyer, S. Schori, M. Höckel, K. Scheida, J. Drápela und T. Hanžlík, «Survey of network impedance in the frequency range 2-9 kHz in public low voltage networks in AT/CH/CZ/GE,» CIRED, Madrid, 2019.
- [29] L. Heiniger, B. Evéquo, Schori, Stefan und M. Höckel, «Projekt OptiQ, WP 4, Messung der Spannungsqualität, Ströme und fNI in einem Gewerbegebäude mit Ladeinfrastruktur und PV-Anlage,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2020.
- [30] L. Heiniger, S. Schori und M. Höckel, «Projekt OptiQ, WP 4, Reduktion des RST-Signals durch PV-Anlagen,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2019.
- [31] G. Zwahlen, «Störungen von LED-Leuchten durch Rundsteuersignale,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2016.
- [32] S. Schertz, «Bachelorthesis: Untersuchung zur Störung der PLC-Datenübertragung in Niederspannungsnetzen,» Berner Fachhochschule, Biel, 2017.
- [33] R. Buntschu, «Genauigkeit von Energiezählern unter Einfluss von Verzerrungen,» Berner Fachhochschule, Biel, 2018.
- [34] L. Heiniger, «Projekt OptiQ, WP 3, Spannungsregelung im Niederspannungsnetz,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2019.
- [35] S. Schori, L. Heiniger, T. Raitz Novais, R. Buntschu und M. Höckel, «Projekt OptiQ, Bericht WP 5, Zielnetzimpedanz,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2020.
- [36] T. Raitz Novais, S. Schori und M. Höckel, «Projekt OptiQ, WP 3, SMART Manager,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2019.
- [37] T. Raitz Novais, «Projekt OptiQ, WP 5, ZNP-Strategien im Verteilnetz,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2020.



- [38] T. Raitz Novais, «Projekt OptiQ, WP 5, LastprofilTool ES 2050: Tool zur Beurteilung der zielorientierten Netzplanung auf Basis der Energiestrategie 2050,» 2020.
- [39] Bundesamt für Statistik, «BFS - GWS,» 10 10 2019. [Online]. Available: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bau-wohnungswesen.assetdetail.9767742.html>. [Zugriff am 28 09 2020].
- [40] N. Pflugradt, «Modellierung von Wasser und Energieverbräuchen in Haushalten,» 06 04 2016. [Online]. Available: <https://monarch.qucosa.de/api/qucosa%3A20540/attachment/ATT-0/>. [Zugriff am 28 09 2020].
- [41] BDEW, «Standardlastprofile,» BDEW, [Online]. Available: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>. [Zugriff am 28 09 2020].
- [42] J. Policarpo und A. Eigeles, «Induction motors loss of life due to voltage imbalance and harmonics: A preliminary study,» 2000.
- [43] H. Mantilla, A. Pavas und I. Duran, «Ageing of distribution transformers due to voltage harmonics,» Bogota, Kolumbien, 2017.
- [44] S. Bahadoorsingh, R. Balliram, C. Sharma und S. Rowland, «Analytical Results of harmonic influenced electrical tree growth images,» 2012.
- [45] S. Schori, «Zielnetzplanung CH light, Schlussbericht,» Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2018.
- [46] A. Gut, N. Schneeberger, M. Höckel, S. Schori und D. Amrein, «Swinging Grids - Messung und Modellierung von Schwingungsphänomenen in Verteilnetzen,» ESReC Grids, Nidau, 2016.
- [47] O. Marggraf, S. Laudahn, B. Engl, M. Lindner, C. Aigner, R. Witzmann, M. Cremer, M. Meyer, P. Georgens, A. Schnettler, M. Schoeneberger, S. Patzack und H. Vennegeerts, «Abschlussbericht zum Verbundvorhaben U-Control,» Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018.
- [48] «SCCER FURIES,» [Online]. Available: <https://www.epfl.ch/research/domains/sccer-furies/>. [Zugriff am 28 09 2020].



12 Anhang

Die zusätzlichen, öffentlich zugänglichen Berichte der Arbeitspakete WP 1 bis WP 5 liefern weitere Informationen zu den im Schlussbericht dokumentierten Aktivitäten und Ergebnissen:

- Bericht WP 1 und WP 2: PQ-Analysen (Schwingungen und Langzeitmessungen)
 - Dieser Bericht umfasst die Ergebnisse des Kapitels 3
- Bericht WP 3: Regelstrategien mit dezentralen Anlagen
 - Dieser Bericht umfasst die Ergebnisse des Kapitels 5
- Bericht WP 4: Effekt der Zunahme von nichtlinearen Geräten auf die Ausbreitung von Oberschwingungen und auf die Netzimpedanz
 - Dieser Bericht umfasst die Ergebnisse des Kapitels 4
- Bericht WP 5: Zielnetzimpedanz
 - Dieser Bericht umfasst die Ergebnisse des Kapitels 6