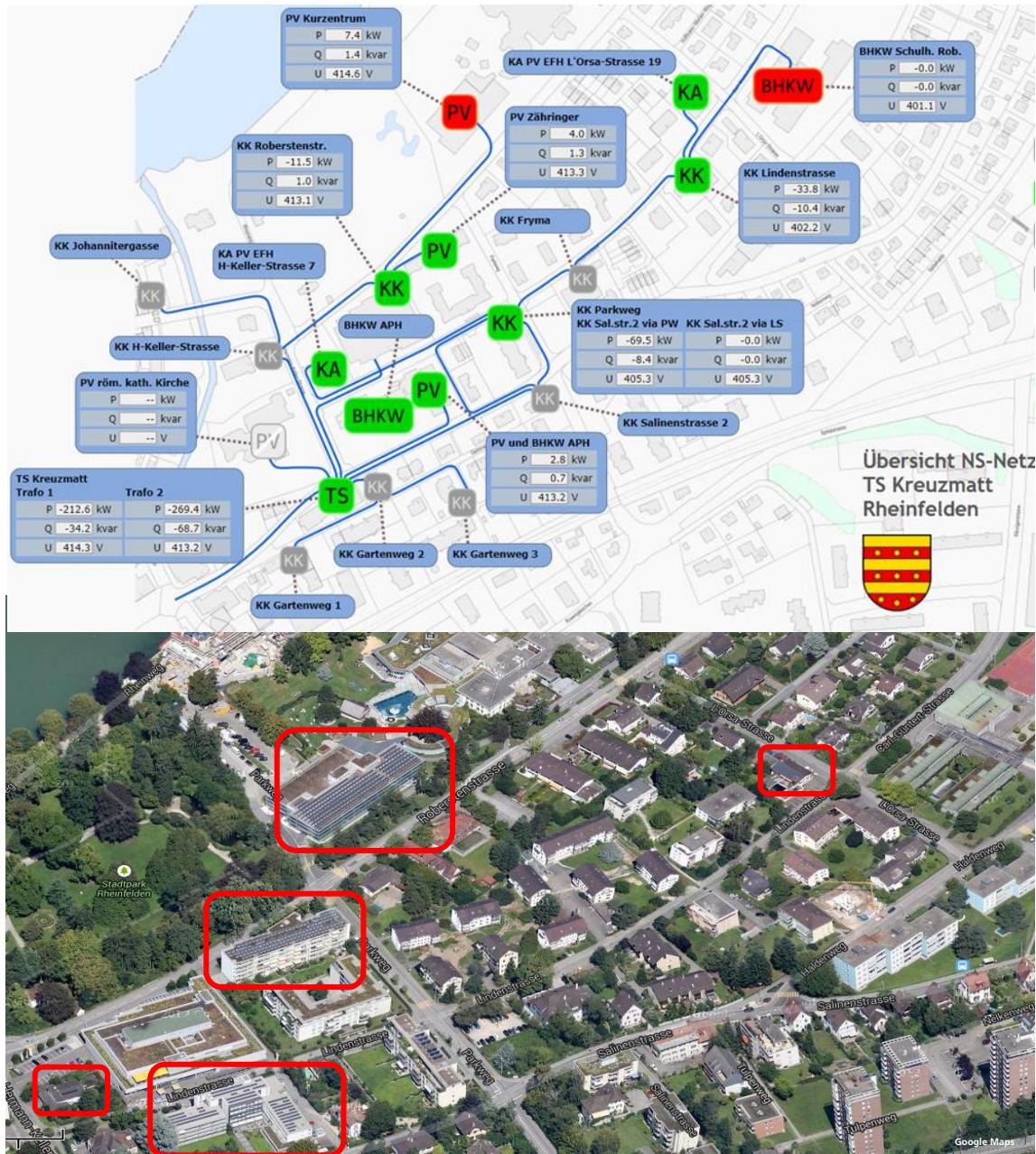




Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze



Schlussbericht 2017

V1.3 vom 25.04.2018

Finanzierung:

AEW Energie AG, 5000 Aarau
Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern
BKW Energie AG, 3013 Bern
Industrielle Werke Basel (IWB), 4058 Basel
Centralschweizerische Kraftwerke AG, 6003 Luzern
Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ), 8002 Zürich
Elektrizitätswerk der Stadt Zürich, 8050 Zürich
Regionale Werke, vertreten durch Onyx Energie Mittelland, 4900 Langenthal
Romande Energie SA, 1110 Morges 1
Groupe e sa, 1700 Fribourg
Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber DSV, 5001 Aarau
Energie Wasser Bern, 3001 Bern
Stadtwerk Winterthur, 8404 Winterthur
WWZ Netze AG, 6300 Zug

Autoren

Am Schlussbericht haben mitgewirkt:

Andy Gut, BFH Biel (Kap. 2.2: Grenzen der Einspeisung; Kap. 2.5: Spannungsregelung mit Blindleistungseinspeisung; Kap. 2.7: Spannungsregler mit Längsregler; Kap. 4.3: ESInfo^{VEIN}; Kap. 4.4: Spannungsregelung mit DEA)
Cyrill Hefti, Sing AG (Kap. 3: Auswertung des Dauerbetriebes)
Martin Hofstetter, ewz (Kap. 2.3 Test: Unsymmetrie)
Peter Mauchle, Sing AG (Gesamtdokument exkl. der bei andern Autoren erwähnten Kapitel)
Sascha Senften, IWB (Kap. 2.6 Test: Vermaschung)
Beat Sommer, Eniwa AG (Kap. 2.4 Test: Verstärkte Einspeisung bei der KK Roberstenstrasse)

Auftragnehmer

Konsortium VEIN
c/o thv AG
Kaiserstrasse 8
4310 Rheinfelden
www.vein-grid.ch



INHALTSVERZEICHNIS

Zusammenfassung	5
1 Übersicht und Aufbau von VEiN.....	7
1.1 Übersicht zu VEiN.....	7
1.2 NS-Netz von VEiN.....	7
1.3 Überwachung und Steuerung des NS-Netzes und der Anlagen von VEiN.....	9
1.4 Dezentrale Einspeisungen ins NS-Netz von VEiN	10
1.5 Projektablauf, Platzierung und Betrieb der Anlagen	14
1.6 VEiN Erkenntnisbericht 2014	16
2 Durchgeführte Tests in VEiN	18
2.1 Testübersicht.....	18
2.2 Test: Grenzen der Einspeisung	19
2.3 Test: Unsymmetrie	21
2.4 Test: Verstärkte Einspeisung bei der KK Roberstenstrasse.....	25
2.5 Test: Spannungsregelung mit Blindleistungseinspeisung	27
2.6 Test: Vermischung.....	30
2.7 Test: Spannungsregelung mit Längsregler	32
2.8 Test: Regulierender Trafo.....	33
2.9 Test: Leistungsregelung	35
3 Auswertung des Dauerbetriebes	37
3.1 Langzeitentwicklung der Spannungsqualität	37
3.2 PQ-Auswertungen der Jahre 2015 und 2016	42
4 Wissenschaftliche Begleitung	47
4.1 Übersicht zur wissenschaftlichen Begleitung.....	47
4.2 Aktivitäten der BFH Biel	47
4.3 FHNW Wirtschaft: ESInfo ^{VEiN}	57
4.4 ABB Technikerschule Diplomarbeit 2016: Spannungsregelung mit DEA.....	58
4.5 Datenbereitstellung	59
5 Erkenntnisse aus dem Projekt VEiN	60
5.1 Platzierung von dezentralen Anlagen und deren Beständigkeit	60
5.2 Betrieb der Anlagen	61
5.3 Erkenntnisse aus den durchgeföhrten Tests	62
5.4 Einfluss auf die Netzqualität.....	68



6	Ausblick auf weitere Themen mit DEA	69
	Anhänge.....	70



ZUSAMMENFASSUNG

Das Projekt VEiN – Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze – startete im Jahre 2010 mit der Installation von dezentralen Stromerzeugungsanlagen wie PV-Anlagen und Blockheizkraftwerken. Mit VEiN wurde ein Pilotnetz mit vermehrter dezentraler Einspeisung aufgebaut, um den Einfluss dieser Anlagen auf den Betrieb des NS-Netzes und die neuen Herausforderungen für die Verteilnetzbetreiber kennenzulernen. Zur Infrastruktur von VEiN gehörte auch ein umfangreiches Power-Quality-Messsystem sowie ein Leitsystem zur Überwachung und Steuerung der dezentralen Einspeisungen und einzelner Netzelemente. Im Verlaufe des Projektes VEiN wurden die Anlagen mit elektrischen Speichern, einer mobilen Anlage zur Verstärkung der Einspeisung und einem regulierenden Transformator ergänzt. Weitere Erfahrungen konnten mit dem temporären Einsatz eines Längsreglers gesammelt werden.

Die Aufgabe von VEiN bestand darin, die theoretischen Kenntnisse über den Einfluss der vermehrten dezentralen Einspeisung auf das Niederspannungsnetz in einem Pilotnetz zu überprüfen und Lösungsansätze für die zukünftigen betrieblichen Herausforderungen an die Verteilnetzbetreiber aufgrund der vermehrten dezentralen Einspeisung zu ermitteln und zu testen.

Zu Beginn ging das Projekt VEiN von der Prämisse aus, dass die dezentrale Einspeisung im NS-Netz stark zunehmen wird. Bis zum Projektabschluss im Jahre 2017 gezeigte sich, dass die Herausforderung für die Verteilnetzbetreiber durch die vermehrte dezentrale Einspeisung mittlerweile real vorhanden ist.

Die Aufgabe der Verteilnetzbetreiber besteht darin, den Endverbrauchern eine sichere und zuverlässige Stromversorgung bereitzustellen. Dies beinhaltet, dass die Spannungsqualität gemäss der Norm SN EN 50160: 2010 eingehalten werden muss. Somit hat sich das Projekt VEiN stark auf die Analyse der Auswirkungen der dezentralen Einspeisung auf die Spannungsqualität ausgerichtet. Ein weiterer Schwerpunkt im Projekt VEiN war die Erarbeitung der Massnahmen, die ein Verteilnetzbetreiber im Zusammenhang mit der vermehrten dezentralen Einspeisung ergreifen kann oder muss, um den sicheren und zuverlässigen Betrieb des NS-Netzes zu gewährleisten. In Zusammenarbeit mit Fachhochschulen wurde der optimale Einsatz von Netzelementen zur Beherrschung der dezentralen Einspeisung teilweise noch auf einer theoretischen Ebene erarbeitet.

Mit mehreren Tests während der Projektdauer von VEiN wurde versucht die Grenzen der Einspeisung zu erreichen. Die Grenzen der dezentralen Einspeisung liegen dort, wo die Grenzwerte der Norm überschritten werden. Natürlich mussten die Tests so gestaltet werden, dass die Grenzen nur erreicht, jedoch nicht überschritten werden, da die zuverlässige und sichere Versorgung der Endverbraucher im NS-Netz von VEiN während der gesamten Projektdauer gewährleistet sein musste. Mit den zur Verfügung stehenden dezentralen Einspeisungen wurden die Grenzen jedoch nicht erreicht. So musste sich die Analyse auf die relative Änderung der einzelnen Spannungsqualitätskriterien konzentrieren. Dabei zeigte sich, dass durch die DEA (Dezentrale Erzeugungsanlagen) der grösste Einfluss auf den Effektivwert der Spannung ausgeübt wird und dass die Beherrschung des Spannungsanstiegs und der Spannungsschwankungen aufgrund des vermehrten Einsatzes der DEA die grösste betriebliche Herausforderung für den Verteilnetzbetreiber sein wird.



Die DEA bewirken durch die Aufschaltung auf das NS-Netz mittels Leistungselektronik eine leichte Erhöhung der Spannungsoberschwingungen. Grenzwertverletzungen treten dabei bei Oberschwingungen höherer Ordnung auf, die jedoch keinen relevanten Einfluss auf die Stabilität des NS-Netzes haben. Die DEA bewirken auch eine Erhöhung des Flickerpegels und bei DEA mit einphasigem Anschluss eine Erhöhung der Spannungsunsymmetrie. Der Anstieg dieser beiden Spannungsqualitätskriterien liegt unter dem Grenzwert und bewegt sich in der Größenordnung, wie sie auch durch die Verbraucher verursacht werden.

Zur Beherrschung der durch die DEA verursachten Spannungserhöhungen und Spannungsschwankungen kann, als mögliche Massnahme, das NS-Netz verstärkt werden. Im Projekt VEiN konnte gezeigt werden, dass Leitungsverstärkungen vor allem beim Anschlusspunkt der DEA und in der unmittelbaren Nähe davon eine Verbesserung bringen und dadurch auch Leitungsüberlastungen vermieden werden können. Als generelle und einzige Massnahme ist jedoch die Netzverstärkung nicht möglich, da damit nicht immer die gewünschten Ergebnisse erreicht werden. Als weitere Massnahmen zur Beherrschung der Spannungsschwankungen können auch regulierende Trafos, Längsregler, die elektrischen Speicher oder die Beeinflussung der DEA in Betracht gezogen werden.

Mit einem regulierenden Trafo wird auf das Spannungsniveau im gesamten ab dem Trafo versorgten NS-Netz eingewirkt. Daher muss bei einem Einsatz eines regulierenden Trafos darauf geachtet werden, dass nicht nur die Leitungsstränge mit dezentraler Einspeisung, sondern auch Leitungsstränge, die ausschliesslich Verbraucher versorgen, in die Spannungsregelung einbezogen werden. Ein Längsregler wirkt gezielt auf die Spannung eines Leitungsabschnittes ein, d.h. ab der Platzierung des Längsreglers bis zum Leitungsende. Mit einem elektrischen Speicher kann durch den Bezug oder die Einspeisung von Wirk- oder Blindleistung auf die Spannung am Anschlusspunkt des Speichers eingewirkt werden und somit in einem reduzierten Masse auch auf den Spannungsverlauf des jeweiligen Leitungsstrangs. Die Abregelung der Leistung der DEA oder eine Blindleistungsregelung mit den DEA sind weitere Möglichkeiten zur Spannungsregelung, die im Projekt VEiN getestet wurden. Für eine Einflussnahme auf die DEA durch den Verteilnetzbetreiber ist eine Einigung mit dem Eigentümer der DEA erforderlich, da der Eigentümer für die entgangene Produktion eine Entschädigung erwartet. Welche der aufgezeigten Möglichkeiten zur Spannungsregelung die geeignetste ist, muss jeweils für die entsprechende Situation evaluiert und festgelegt werden.

Mit dem Projekt VEiN konnten die einzelnen Möglichkeiten zur Spannungsregelung getestet und teilweise optimiert werden. Eine Weiterentwicklung dieser Möglichkeiten liegt darin, dass die einzelnen Netzelemente bezüglich der Spannungsregelung aufeinander abgestimmt werden. Der Einbezug von Kurzzeitprognosen bezüglich des Verbrauchs und der Witterung, wie dies in einer Studie zusammen mit einer Fachhochschule erarbeitet wurde, ist eine weitere Möglichkeit für den optimalen Einsatz der Netzelemente zur Reduktion der durch die DEA verursachten Spannungsschwankungen.

Der Schlussbericht ist so aufgebaut, dass ein Überblick über die wesentlichen Erkenntnisse aus VEiN durch die Lektüre der Zusammenfassung, des Kapitels 5 «Erkenntnisse aus dem Projekt VEiN» und des Kapitels 6 «Ausblick auf weitere Themen mit DEA» gewonnen werden kann. Die weiteren Kapitel im Schlussbericht zeigen die durchgeföhrten Aktivitäten und Auswertungen des Projektes in zusammengefasster Form auf. Die Details zu den durchgeföhrten Tests und Auswertungen sowie die im Rahmen des Projektes durchgeföhrten Studien können aus den Dokumenten in den Anhängen entnommen werden.



1 ÜBERSICHT UND AUFBAU VON VEIN

1.1 Übersicht zu VEiN

Das NS-Netz von VEiN wird ab der Trafostation TS Kreuzmatt in Rheinfelden gespeist. Der lokale Verteilnetzbetreiber ist AEW Energie AG. Für den Betrieb des NS-Netzes und der Trafostation ist das AEW Regionalcenter Rheinfelden zuständig.

Die Versorgung des NS-Netzes Kreuzmatt erfolgt ab zwei 630 kVA Transformatoren, wobei der Trafo 2 seit Anfang 2017 als regulierender Trafo mit primärseitigem Stufenschalter realisiert ist.

An das sternförmig aufgebaute NS-Netz sind fünf PV-Anlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 145 kW, drei elektrische Speicher mit einer installierten Leistung von 68 kW und einer Speicherkapazität von 45 kWh sowie zwei Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von 138 kW angeschlossen. Die beiden BHKW im VEiN-Netz werden seit dem Jahre 2015 nicht mehr im Dauerbetrieb genutzt, können jedoch weiterhin bei Tests eingesetzt werden. Als zusätzliche dezentrale Einspeisung steht eine mobile Einspeiseeinheit mittels Frequenzumformer (FU) mit einer maximalen Leistung von 90 kW zur Verfügung. Mit den beiden im Verlaufe des Projektes installierten Windanlagen konnte kein Beitrag zur dezentralen Einspeisung geleistet werden.

Die Überwachung im NS-Netz erfolgt mittels Power-Quality-Messungen (PQ-Messungen) an ausgewählten Netzstellen und mit der Visualisierung der Anlagen und der Messwerte auf dem VEiN-Leitsystem. Ab dem Leitsystem ist auch eine Bedienung der dezentralen Einspeisungen möglich.

Ab dem NS-Netz Kreuzmatt werden ungefähr 150 Endverbraucher mit einem Jahresgesamtverbrauch von ca. 3.8 GWh elektrischer Energie versorgt. Die Jahresspitzenleistung des Verbrauchs beträgt ca. 750 kW, woraus eine Benutzungsdauer von ca. 5'000 Stunden resultiert. Für die beiden Netzteile ab Sammelschiene 1 und Sammelschiene 2 ergibt sich eine Aufteilung von 1.8 GWh ab SS1 und 2.0 GWh ab SS2. Der Leistungsbezug ist bei den beiden Teilnetzen nicht identisch. So tritt bei den Verbrauchern ab SS1 mit dem Alters- und Pflegeheim sowie vielen Haushalten die Leistungsspitze von ca. 400 kW am späten Nachmittag oder abends auf. Bei den Verbrauchern ab SS2 mit dem Grossverbraucher Migros, weiteren Dienstleistungen sowie der Altstadt mit vielen Verkaufsläden tritt die Leistungsspitze von ca. 510 kW werktags von Vormittag bis Nachmittag auf.

Die Produktionswerte und Verläufe der DEA in VEiN sind für die Jahre 2011 bis 2017 auf der VEiN-Homepage www.vein-grid.ch unter Produktion ersichtlich.

1.2 NS-Netz von VEiN

1.2.1 NS-Verteilnetz

Das NS-Verteilnetz von VEiN wird ab der Trafostation TS Kreuzmatt gespeist (Abbildung 1).

Im Normalbetrieb wird das NS-Netz ab zwei getrennten Sammelschienen sternförmig betrieben. Die dezentralen Anlagen befinden sich an den drei NS-Strängen:

- TS – KK Salinenstrasse bis BHKW Schulhaus Robersten (ab TS Sammelschiene 1)



- TS – Alters- und Pflegeheim (APH) (ab TS Sammelschiene 1)
- TS – KK Hermann-Keller-Str. – KK Roberstenstrasse – PVA Kurzentrum / PVA Zähringer (ab TS Sammelschiene 2)

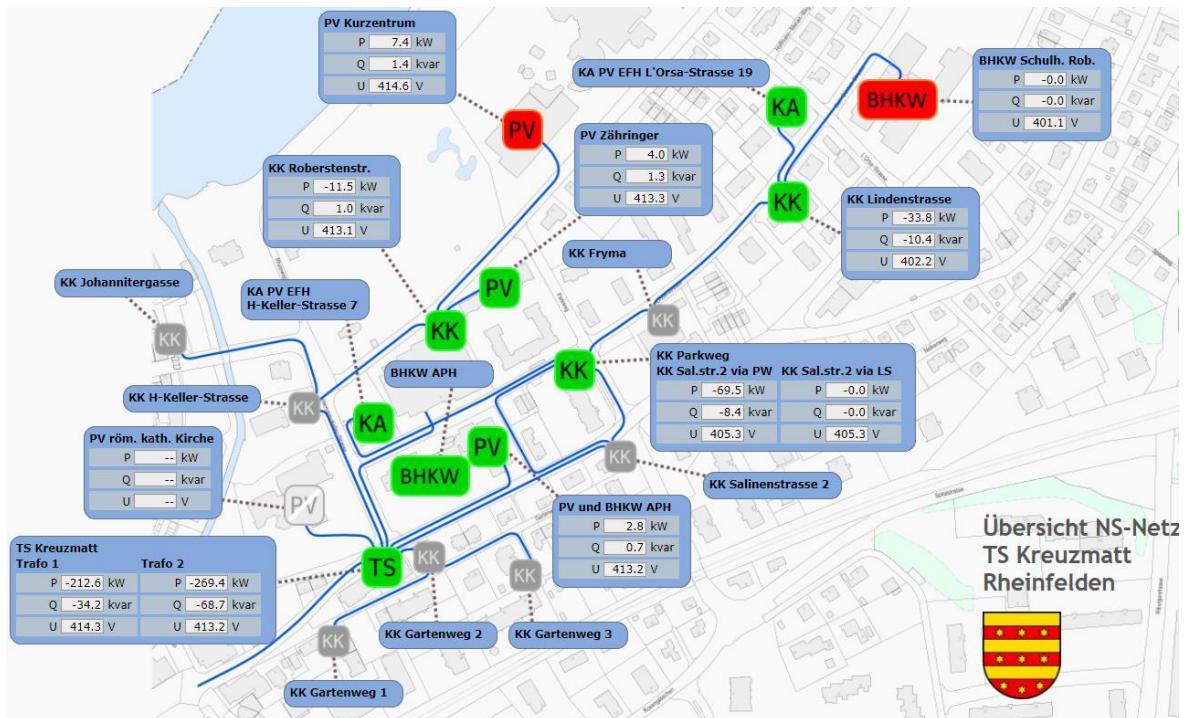


Abbildung 1: Übersicht NS-Netz von VEIN

1.2.2 Trafostation TS Kreuzmatt

In der Trafostation TS Kreuzmatt sind zwei 630 kVA Trafos installiert. Die Sammelschiene 1 wird ab dem konventionellen Trafo 1 versorgt. Ab Januar 2017 versorgt der regulierende Trafo 2 mit Stufensteller GRIDCON iTAP die Sammelschiene 2. Bis Ende 2016 war der Trafo 2 auch als konventioneller Trafo ohne Stufensteller realisiert.

Die beiden Sammelschienen in der TS Kreuzmatt (Abbildung 2) können zusammengeschaltet werden. Ein Betrieb mit lediglich einem Trafo ist vertretbar. Dabei wird der Trafo nahe an der maximalen Leistung belastet, was nicht dauernd, jedoch über mehrere Tage möglich ist, ausser während sehr warmer Witterung, wenn das Verkaufszentrum einen grossen Kältebedarf aufweist.

Ein Betrieb, bei dem beide Trafos parallelgeschaltet sind, ist auch möglich. Dann muss jedoch die automatische Regelung des GRIDCON iTAP ausgeschaltet werden, so dass er ebenfalls als konventioneller Trafo arbeitet, was bis Ende 2016 per se der Fall war.

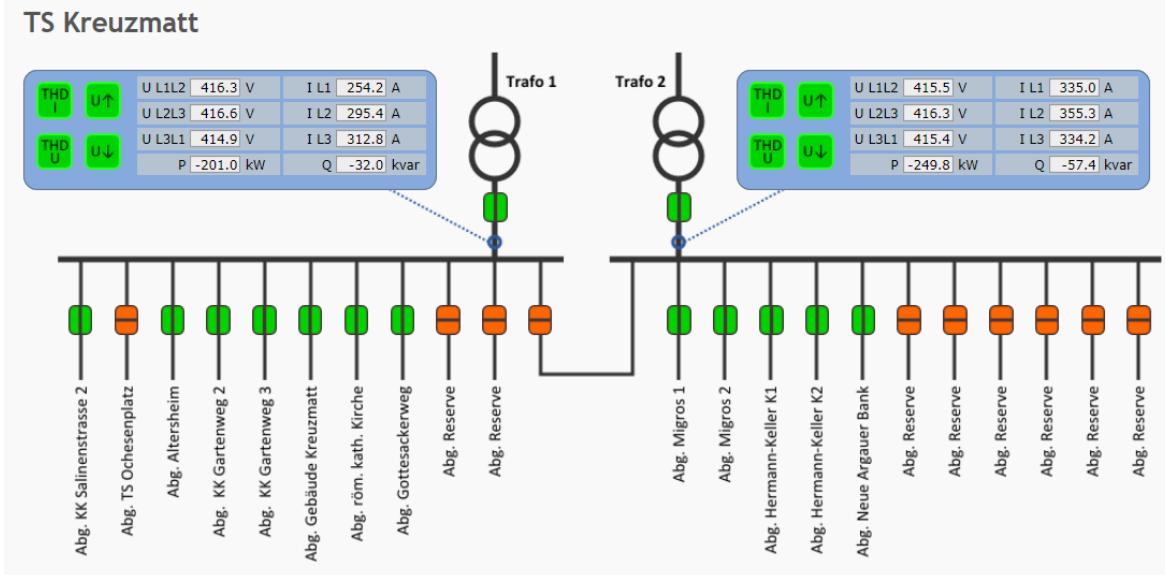


Abbildung 2: TS Kreuzmatt – Sammelschienen mit NS-Abgängen

Die Spannungsregelung des Trafo 2 mit GRIDCON iTAP kann auf folgende Arten erfolgen:

- Spannungsregelung auf die Trafosekundärseite mit konstantem Spannungssollwert
- Spannungsregelung auf die Trafosekundärseite mit leistungsabhängigem Spannungssollwert (aktuelle Spannungsregelung im Normalbetrieb ab Januar 2017)
- Spannungsregelung auf eine Messstelle im NS-Netz
- Spannungsregelung mit Berücksichtigung von bis zu vier Messstellen im NS-Netz

Mit dem Einsatz des regulierenden Trafos wurde eine Beeinträchtigung des PLC-Signales im nachgelagerten NS-Netz festgestellt. Diese konnte der Steuerung des Stufenschalters zugeordnet werden und mit einem der Steuerung vorgeschalteten Filter eliminiert werden.

1.3 Überwachung und Steuerung des NS-Netzes und der Anlagen von VEIN

1.3.1 PQ-System

Bei den dezentralen Einspeisungen und den Kabelkabinen KK Parkweg, KK Lindenstrasse und KK Roberstenstrasse (Abbildung 1) sind PQ-Messungen installiert. Die Messwerte der eingesetzten UMG 605 von Janitza werden automatisch über Internet mittels Ethernet-Anschluss oder GSM-Modem vom zentralen Rechner des PQ-Systems ausgelesen. Die Messwerte werden im zentralen Rechner abgespeichert und stehen für die Auswertung mittels GridVis und anderen Programmen zur Verfügung.

Die von den UMG erfassten Messwerte der Wirk- und Blindleistung, der Spannung und des Stromes werden ebenfalls vom VEIN-Leitsystem erfasst, visualisiert und als Minuten-Mittelwerte abgespeichert.

1.3.2 VEIN-Leitsystem

Mit dem VEIN-Leitsystem können die dezentralen Einspeisungen und die Trafostation überwacht und gesteuert werden.



Ab dem VEiN-Leitsystem können die einzelnen Anlagen manuell bedient werden, d.h. es können einzelne Anlagen oder Anteile davon zu- und weggeschaltet werden oder Leistungsvorgaben für die Einspeisung gemacht werden. Die Schaltungen und Leistungsvorgaben für die einzelnen Anlagen können auch mittels Zeittabellen über die Periode einer Woche vorgegeben werden.

Zudem sind auch Ereignis abhängige Schaltungen möglich. Dazu können Verknüpfungen zwischen Messwerten und Schalthandlungen im Leitsystem konfiguriert werden, die entsprechend auf die einzelnen Anlagen einwirken. Die Programmierung erfolgt dabei mit Ruby-Code.

1.4 Dezentrale Einspeisungen ins NS-Netz von VEiN

1.4.1 PV-Anlagen

Ins NS-Netz von VEiN speisen fünf PV-Anlagen ein. Die Wechselrichter dieser PV-Anlagen können einzeln ab dem VEiN-Leitsystem zu- und weggeschaltet werden (Abbildung 3).

Die PV-Anlagen weisen folgende installierten Leistungen auf:

- PVA Parkhaus Kurzentrum
 - 60 kW installierte Leistung
 - 11 einphasige Wechselrichter ab Leitsystem einzeln schaltbar
- PVA Wohnbaugenossenschaft Zähringer
 - 32 kW installierte Leistung
 - 2 dreiphasige Wechselrichter ab Leitsystem einzeln schaltbar
- PVA Alters- und Pflegeheim
 - 33 kW installierte Leistung
 - 6 einphasige Wechselrichter ab Leitsystem einzeln schaltbar
- PVA L'Orsa-Strasse
 - 9 kW installierte Leistung
 - 1 dreiphasiger Wechselrichter ab Leitsystem schaltbar
- PVA Hermann-Keller-Strasse
 - 11 kW installierte Leistung
 - 1 dreiphasiger Wechselrichter ab Leitsystem schaltbar

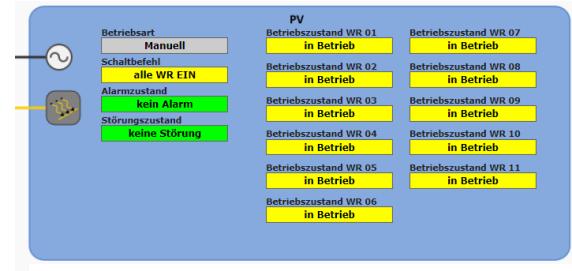


Abbildung 3: Bedienmöglichkeit PVA Parkhaus ab VEiN-Leitsystem



1.4.2 Blockheizkraftwerke

Ins NS-Netz von VEiN kann mit zwei BHKW im Rahmen von Tests eingespeist werden. Die BHKW können mit unterschiedlicher Leistung einspeisen (Abbildung 4).

Die beiden BHKW weisen folgende installierten Leistungen auf:

- BHKW Schulhaus Robersten
 - 90 kW elektrische Leistung
 - Betrieb AUS / 50% / 100% ab Leitsystem wählbar
- BHKW Alters- und Pflegeheim
 - 48 kW elektrische Leistung
 - Betrieb AUS / 100% ab Leitsystem wählbar

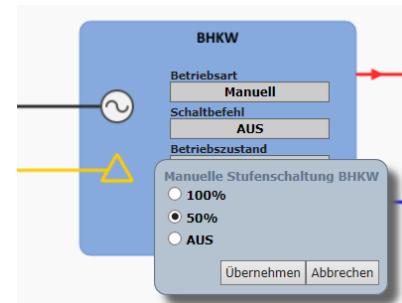


Abbildung 4: Bedienmöglichkeit
BHKW Schulhaus Robersten ab VEiN-Leitsystem

1.4.3 Elektrische Speicher

Im NS-Netz von VEiN sind drei elektrische Speicher mit Lithium-Batterien installiert. Diese Speicher sind nicht ins VEiN-Leitsystem integriert, sondern über das Energiemanagementsystem Ampard EMS bedienbar (Abbildung 5). Die elektrischen Speicher können mit den Funktionen «Constant Power» und «Peak Shaving» betrieben werden. Bei der Betriebsart «Constant Power» kann zeitabhängig elektrische Leistung aus dem NS-Netz bezogen (Speicherladung) oder elektrische Leistung ins NS-Netz abgegeben werden (Speicherentladung). Bei der Funktion «Peak Shaving» werden die Speicher abhängig vom Leistungsfluss an einem definierten Messpunkt im NS-Netz geladen oder entladen. Die Parameterwerte für den Betrieb der Speicher sind über das Ampard EMS einstellbar.

Die Speicher weisen folgende elektrische Leistungen und Speicherkapazitäten auf:

- Speicher in der Wohnbaugenossenschaft Zähringer
 - 50 kW installierte Leistung
 - 25 kWh installierte Speicherkapazität
 - Peak Shaving auf die Wirkleistung bei KK Roberstenstrasse
- Speicher 1 im Alters- und Pflegeheim
 - 9 kW installierte Leistung
 - 10 kWh installierte Speicherkapazität
- Speicher 2 im Alters- und Pflegeheim
 - 9 kW installierte Leistung
 - 10 kWh installierte Speicherkapazität aktuell sind davon lediglich noch 3 kWh nutzbar

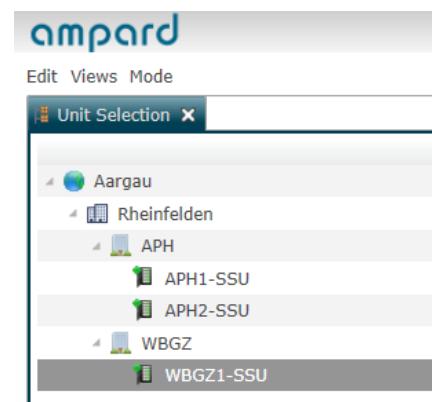


Abbildung 5: Bedienmöglichkeit
Speicher ab Ampard EMS

Die beiden Speicher im APH regeln mit Peak Shaving die Wirkleistung im Abgang APH der TS Kreuzmatt.



Die Speicher WBGZ und APH werden von AEW Energie AG als Verbraucher und als Einspeisung gemessen und die entsprechende Energie wird quartalsweise verrechnet, resp. vergütet. Die Auswertung der Energiemengen dieser Abrechnungen ergab, dass im Jahre 2014 bei störungsfreiem Betrieb der Wirkungsgrad der Speicher ca. 55% betrug. Im Jahre 2016 ist der Wirkungsgrad sogar unter 50% gefallen. Diese gemessenen Wirkungsgrade stehen in einem grossen Widerspruch zu den aktuell publizierten Wirkungsgraden von Lithium-Batterien von ca. 90%. Der grosse Unterschied zwischen den aktuell publizierten Wirkungsgraden auf der DC-Seite von Batterien und dem gemessenen Wirkungsgrad der Speicher in VEiN auf der AC-Seite lässt sich ansatzweise wie folgt erklären:

- Energieverluste, die durch die Gleich- und Wechselrichter verursacht werden;
- Energieverbrauch der Steuerung, der bezogen auf die geringen Leistungen und Speicherkapazitäten bei den Speichern in VEiN gross ist;
- Betriebsart der Speicher im Peak Shaving, d.h. zwischen dem Aufladen und dem Entladen folgt jeweils eine Zeit von mehreren Stunden mit Selbstentladung;
- Die im Jahre 2012 beschafften Lithium-Batterien sind wohl technologisch nicht mehr auf dem aktuellsten Stand.

Für den Einsatz von Speichern zeigt die Erfahrung aus VEiN, dass bezüglich des Wirkungsgrades eine regelmässige Überprüfung basierend auf der Energiemessung zu empfehlen ist, um einem schlechten Wirkungsgrad durch Optimierung der Steuerung oder dem Ersatz von defekten Batterien entgegenwirken zu können.

1.4.4 Mobile Einspeisung mit Frequenzumformer

Die mobile Einspeisung mit Frequenzumformer (mobiler FU) kann, wie der Name sagt, an unterschiedliche Netzpunkte angeschlossen werden. Dabei erfolgt die Einspeisung ins Netz in der Regel bei einer Kabelkabine (Abbildung 6). Der mobile FU kann auch in andern NS-Netzen eingesetzt werden, d.h. er kann für Tests in einem beliebigen 400 V NS-Netz genutzt werden.

Die maximale Einspeiseleistung des mobilen FU beträgt 90 kW und +/-33 kvar, wobei die maximale Scheinleistung von 90 kVA nicht überschritten werden kann. Die Speisung des mobilen FU kann ab einem Dieselaggregat oder einem andern NS-Netz erfolgen. Bei einer Speisung ab einem Dieselaggregat muss das Aggregat Inselbetrieb fähig sein und eine minimale elektrische Leistung von 120 kVA aufweisen, um ab dem mobilen FU 90 kW in ein NS-Netz einspeisen zu können. Bei einer Speisung des mobilen FU ab einem benachbarten NS-Netz muss dieses mindestens die Leistung entsprechend dem erwähnten Dieselaggregat aufweisen, was in der Regel problemlos möglich sein sollte. Erfolgt die Speisung des mobilen FU ab einem



Abbildung 6: Mobiler FU platziert bei Kabelkabine (links)



benachbarten NS-Netz, so sind die beiden NS-Netze AC-seitig über den DC-Kreis des mobilen FU entkoppelt. Erfolgt die Speisung des mobilen FU ab dem selben NS-Netz, in das eingespeist wird, kann der mobile FU lediglich zur Einspeisung oder zum Bezug von Blindleistung genutzt werden, da dabei bezüglich der Wirkleistung ausser den Verlusten keine Änderung resultiert.

Mit dem mobilen FU können folgende Funktionen zur Einspeisung von Wirk- und Blindleistungen genutzt und ab dem VEIN-Leitsystem angewählt werden (Abbildung 7):

- Manuelle Anwahl der Einspeiseleistungen in den aufgezeigten Grenzen;
- Profilvorgabe:
dabei können über Zeittabellen im Minutenraster frei wählbare Profile von Wirk- und Blindleistungen festgelegt werden, z.B. Profile von PV-Anlagen oder Windanlagen;
- Folgen einer Anlage:
dabei werden die Leistungen skalierbar den Messwerten einer ausgewählten PV-Anlage oder einem BHKW im NS-Netz von VEIN nachgefahren zur zeitgleichen Verstärkung der bestehenden dezentralen Einspeisung;
- Leistungsregelung:
dabei werden für einen ausgewählten Messpunkt in der Trafostation TS Kreuzmatt Leistungssollwerte vorgegeben, die der mobile FU mit der Einspeisung von Wirk- und Blindleistung regelt;
- Spannungsregelung:
dabei wird die Spannung am Anschlusspunkt des mobilen FU mittels Einspeisung oder Bezug von Blindleistung auf einen wählbaren Sollwert geregelt.

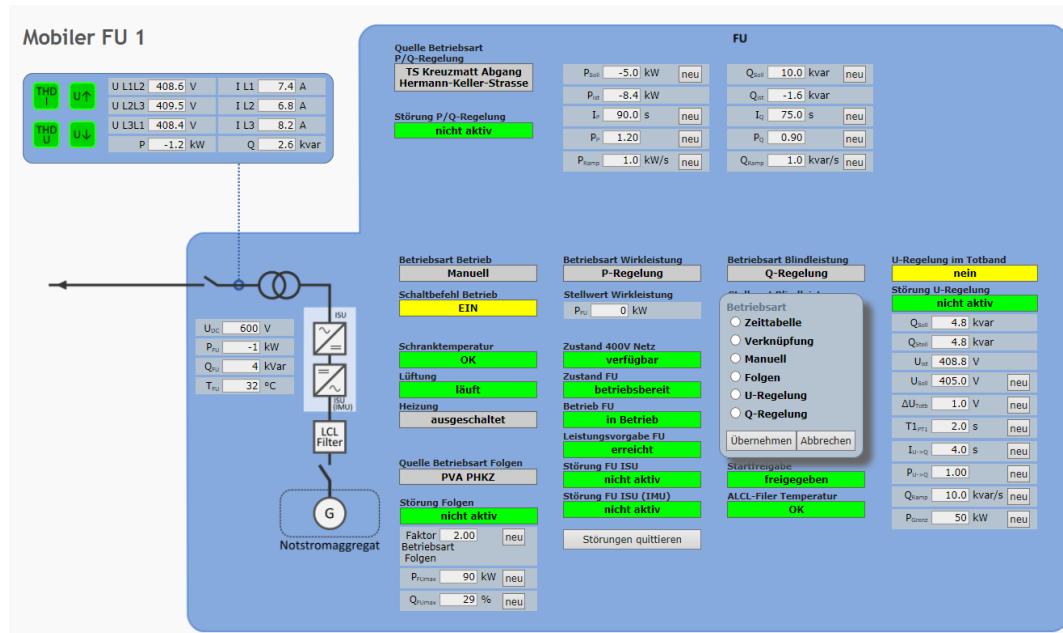


Abbildung 7: Bedienmöglichkeit mobiler FU ab VEIN-Leitsystem



1.5 Projektablauf, Platzierung und Betrieb der Anlagen

1.5.1 Entwicklung des Anlagenparks von VEiN

Das Projekt VEiN startete im Jahre 2010 mit dem Aufbau der Projektorganisation und der Inbetriebnahme der beiden PV-Anlagen Parkhaus Kurzentrum und Alters- und Pflegeheim. Im Jahre 2011 konnten die dezentralen Einspeisungen mit den PV-Anlagen Mehrfamilienhaus Zähringer und L'Orsa-Strasse sowie den beiden BHKW im Schulhaus Robersten und im Alters- und Pflegeheim erweitert werden. Ebenfalls im Jahre 2011 wurden die PQ-Messungen und das VEiN-Leitsystem installiert. Die Infrastruktur für die Untersuchungen am NS-Netz mit verteilter Einspeisung war somit im Wesentlichen erstellt. Als weitere PV-Anlage kam im Jahre 2012 noch die Anlage an der Hermann-Keller-Strasse dazu.

Der Anlagenpark von VEiN sollte noch mit Windrädern ergänzt werden. Nach einem aufgrund von Einsprachen langwierigen Verfahren konnte ein Energy-Ball (0.5 kW) auf einem Kandelaber und ein H-Rotor im Garten eines Privatgeländes installiert werden. Die Kompromisse, die für die Bewilligung zur Platzierung des H-Rotors eingegangen werden mussten, trugen dazu bei, dass die im Jahre 2012 installierten Windräder in VEiN erfolglose Anlagen blieben, die keinen Beitrag zur dezentralen Einspeisung leisteten.

Als weitere dezentrale Anlagen wurden anfangs 2013 drei elektrische Speicher vom VEiN Gesellschafter IWB zur Verfügung gestellt und im Alters- und Pflegeheim sowie im Mehrfamilienhaus Zähringer platziert. Die Inbetriebsetzung der Speicher mit der Bedienung ab einem Energiemanagementsystem war sehr aufwändig und von vielen Rückschlägen und Nichtverfügbarkeiten der Speicher begleitet. Letztendlich ist es Dank ausdauernder Aufsässigkeit gegenüber den Lieferanten der Anlagen und des Energiemanagementsystems doch noch gelungen, die Speicher als zuverlässige dezentrale Anlagen zur Energiebewirtschaftung in VEiN einzusetzen.

Im Alters- und Pflegeheim bestand somit ab dem Jahre 2013 die Möglichkeit einen Energy-Hub zu nutzen, der sich zusammensetzte aus einem BHKW mit Eigennutzung von Strom und Wärme, einer PV-Anlage und den elektrischen Speichern. Das BHKW wurde dabei Wärme geführt betrieben und der Strom gespeichert, selbst genutzt oder ins NS-Netz von VEiN eingespeist. Der Energy-Hub musste manuell betrieben werden, d.h. es war keine übergeordnete koordinierende Steuerung für die drei Anlagen vorhanden. Bevor die Idee des automatisierten Energy-Hubs in Angriff genommen werden konnte, wurde das Alters- und Pflegeheim wärme-seitig an den Wärmeverbund Rheinfelden West angeschlossen. Danach stand das BHKW im Alters- und Pflegeheim nicht mehr für den Dauerbetrieb, sondern lediglich noch für Tests in VEiN zur elektrischen Einspeisung zur Verfügung. Die Speicherbewirtschaftung erfolgte danach mit der Funktion Peak Shaving und trug somit weiterhin zur Eigennutzung des mit der PV-Anlage produzierten Stromes bei.

Das BHKW Schulhaus Robersten speist die Wärme in den Wärmeverbund Rheinfelden Ost ein. Da der Wärmebedarf des Verbundes vor allem im Winterhalbjahr gross war, konnte anfänglich das BHKW uneingeschränkt stromgeführt betrieben werden. Ab dem Jahre 2015 wurde die Kapazität des Hauptwärmelieferanten des Wärmeverbundes Rheinfelden Ost erweitert, so dass kein weiterer Wärmebedarf ab dem BHKW Schulhaus Robersten bestand. Das BHKW konnte danach aufgrund der geringen Wärmeaufnahmekapazität des Wärmeverbundes Rheinfelden Ost nur noch mit kurzen Betriebszeiten von maximal einer Stunde im Rahmen von Tests in VEiN zur dezentralen Einspeisung von elektrischer Energie ins NS-Netz genutzt werden.



Um die dezentrale Einspeisung elektrischer Energie bei Tests erhöhen zu können, entwickelte und realisierte VEiN zusammen mit der Fachhochschule HES-SO in Sitten im Jahre 2014 den mobilen FU. Anfänglich war damit die Einspeisung mit unterschiedlichen frei wählbaren Profilen möglich. Im Verlaufe des Projektes erfolgten die Ergänzungen mit den Funktionen Spannungsregelung und Leistungsregelung.

Von Juli bis September 2016 konnte ein Längsregler zur Spannungsregelung bei der KK Robertenstrasse installiert und getestet werden. Der Längsregler hat sich dabei als zuverlässiges und effizientes neues Netzelement zur Ausregelung der durch die PV-Anlagen verursachten Spannungsschwankungen bewährt. Wie weit für definitive Installationen ein Längsregler einer Leistungsverstärkung beim Anschluss einer PV-Anlage vorzuziehen ist, muss jeweils abhängig von der jeweiligen Situation mit Einbezug der Kosten beurteilt werden.

Im Januar 2017 konnte als weiteres neues Netzelement im NS-Netz von VEiN der konventionelle Verteilnetztrafo 2 in der TS Kreuzmatt durch einen regulierenden Trafo mit GRIDCON iTAP ersetzt werden. Die Möglichkeiten zur Spannungsregelung mit dem regulierenden Trafo wurde im Verlaufe des Jahres 2017 mit den unterschiedlichen Arten der Regelung und unter Einbezug sämtlicher dezentralen Einspeisungen getestet.

Die Entwicklung des Projekts VEiN ist auch in den Jahresberichten im Anhang ersichtlich.

1.5.2 Erfahrungen mit der Platzierung von Anlagen im Projekt VEiN

Im Rückblick auf das Projekt VEiN über die Zeit von 2010 bis 2017 kann die Aussage gemacht werden, dass die dezentralen Anlagen aus technischer Sicht in den Griff zu bekommen sind. Es traten wohl teilweise Anfangsschwierigkeiten oder auch Störungen bei den dezentralen Anlagen während des Betriebes auf, die jedoch mit Beharrlichkeit und Optimierungsmassnahmen bereinigt werden konnten, so dass ein zuverlässiger Betriebszustand erreicht wurde, der nie zu kritischen Situationen im NS-Netz von VEiN führte.

Die Platzierung der Anlagen war schwierig. So konnten mehrere für PV-Anlagen sehr geeignete Standorte wie auf Hochhäusern mit Flachdach wegen möglichen Projekten der Eigentümer, das nach Süden gerichtete Kirchendach wegen dem Ortsbild und die grosse Fläche des Einkaufszentrums wegen einer allfälligen Aufstockung nicht genutzt werden. Erstaunlich waren die diesbezüglichen Absagen, da die PV-Anlagen durch AEW Contracting erstellt worden wären und der Liegenschaftseigentümer nur den Platz für die Installation zur Verfügung hätte stellen müssen. Für die Platzierung von BHKW musste jeweils der Zeitpunkt stimmen. Denn nur, wenn eine Sanierung der Heizzentale anstand, die noch nicht fertig geplant war, bestand die Möglichkeit ein BHKW zu platzieren. Die Erfahrung aus VEiN zeigte zudem, dass die Konkurrenz durch die Wärmeverbünde gegenüber den BHKW sehr gross und stark ist. So wurde bei beiden BHKW von VEiN der Dauerbetrieb zur Wärmeproduktion durch eine Leistungserhöhung des bestehenden oder einen neuen Wärmeverbund verdrängt.

Für die Platzierung der gut sichtbaren Windanlagen war der Widerstand von einzelnen Anwohnern sehr gross. Zudem musste auch erkannt werden, dass Rheinfelden aus meteorologischer Sicht für die Platzierung von Windanlagen ungeeignet ist.

Der jeweils temporäre Einsatz des mobilen FU im NS-Netz VEiN ist kaum auf Widerstand bei der Wohnbevölkerung gestossen. So war das Projektteam darauf bedacht, den mobilen FU spätestens nach einem Monat wieder zu demontieren. Eine Testphase dauerte jedoch etwas



länger, worauf vereinzelte Fragen aus der Bevölkerung nach dem Zeitpunkt der Demontage beim Regionalcenter in Rheinfelden eingingen.

1.6 VEVN Erkenntnisbericht 2014

Die Fragestellungen, die zu Beginn des Projektes VEVN formuliert wurden, konnten im VEVN Erkenntnisbericht 2014 vom 31.03.2015 (siehe Anhang 5) weitgehend beantwortet werden. Im Schlussbericht wird daher nicht mehr auf diese Fragestellungen eingegangen.

Im Erkenntnisbericht werden zudem die Anlagen von VEVN im Detail erläutert und es werden auch Schlussfolgerungen aus den Betriebserfahrungen bis Ende 2014 aufgezeigt.

Die Erkenntnisse aus 2014 konnten in den Jahren 2015 bis 2017 weitgehend bestätigt werden und sind im Folgenden zusammenfassend aufgeführt.

Die vermehrte Einspeisung von DEA vermindert weder die Netzqualität noch die Verfügbarkeit des NS-Netzes. Voraussetzung dafür ist, dass die NS-Leitungen für die thermischen Belastungen durch die einspeisenden Ströme ausgelegt sind. Bei Anschlüssen am Ende von langen Leitungen kann allenfalls eine Leistungsbeschränkung oder eine Spannungsabsenkung mittels Blindleistungsregelung erforderlich sein. Die zusätzlichen Oberschwingungsbelastungen durch die Wechselrichter waren in VEVN sehr gering. Durch die BHKW mit den Synchrongeneratoren konnte die Oberschwingungsbelastung im Netz sogar verringert werden.

Eine Anpassung der Struktur des NS-Netzes war in VEVN nicht erforderlich, so bewirkt z.B. ein Betrieb mit geschlossenem Ring keine Verbesserung der Spannungsqualität. Der Schutz im NS-Netz von VEVN musste nicht angepasst werden, da er den Anforderungen für die zusätzliche dezentrale Einspeisung genügte. Die zusätzliche Anforderung an den Schutz ist, dass auch bei Lastumkehr, die durch DEA verursacht werden kann, die einzelnen Leitungsabschnitte beidseitig ausreichend abgesichert sind, so dass keine thermische Überlastung erfolgen kann. Im Kurzschlussfall ist die Selektivität gewährleistet, da der Kurzschlussstrom nach wie vor zur Hauptsache durch die Einspeisung ab der Trafostation bestimmt wird. Der Schutz bei einem allfälligen Inselbetrieb wurde nicht analysiert und kann in einem Folgeprojekt untersucht werden.

Die Grenze der maximal möglichen dezentralen Einspeisung wurde in VEVN nicht erreicht. Würden sämtliche möglichen Dachflächen im Netzgebiet von VEVN mit PV-Anlagen ausgerüstet, wäre die Einspeisung ungefähr doppelt so gross wie der maximale Verbrauch, was rechnerisch basierend auf den Messwerten ermittelt werden konnte. Bei dieser dezentralen Einspeiseleistung würden die Netzkomponenten wie die Trafos in der TS Kreuzmatt und einzelne NS-Leitungen an der Belastungsgrenze betrieben werden und müssten verstärkt werden. Damit die Spannung in einzelnen Netzpunkten unter dem oberen Grenzwert gehalten werden könnte, wäre bei dieser maximalen Einspeisung der Einsatz von regelbaren Transformatoren oder der Einsatz von Speichern erforderlich. Lediglich mit Netzverstärkungen könnte der Spannungsanstieg nicht im gewünschten Masse reduziert werden.

Mit dem Einsatz von neuen Netzelementen wie regelbaren Transformatoren und elektrischen Speichern wird die Datenkommunikation zunehmen. Der Grund dafür ist, dass für eine optimale Regelung nicht nur die Messwerte am Anschlusspunkt der neuen Netzelemente, sondern auch Messwerte an entfernten Netzpunkten berücksichtigt werden müssen. Die Erfahrungen mit dem Betrieb der elektrischen Speicher zeigte, dass der Betrieb regelmässig überwacht und optimiert werden muss, um so auf die von der Jahreszeit und der Witterung abhängige



Produktion der DEA mittels Anpassungen von Sollwerten reagieren zu können. Der Betriebsaufwand wird sich somit beim Einsatz von elektrischen Speichern erhöhen, ausser die witterungsabhängige Parameteroptimierung kann automatisiert werden.

Die Netzkosten für den vermehrten Einsatz von DEA werden sich erhöhen, sobald neue Netzelemente wie regelbare Trafos oder elektrische Speicher eingesetzt werden. Diese zusätzlichen Netzkosten beinhalten nebst den Investitionen auch die Betriebskosten für die Datenkommunikation sowie für die Überwachung und den Betrieb der Anlagen.



2 DURCHGEFÜHRTE TESTS IN VEIN

2.1 Testübersicht

Ein Hauptthema von VEiN war, die Grenzen der Einspeisung zu finden. Mit den ersten Tests, die Ende 2011 und anfangs 2012 durchgeführt wurden, bestand die Absicht, die Einspeisegrenzen mit den verfügbaren dezentralen Einspeisungen zu finden und durch Zu- und Wegschalten der dezentralen Einspeisungen kritische Situationen im NS-Netz hervorzurufen. Bald musste jedoch erkannt werden, dass mit den in VEiN verfügbaren dezentralen Einspeisungen bezüglich der Spannungsqualität keine Grenzwertüberschreitungen nach SN EN 50160:2010 oder DACHCZ erreicht werden konnten. Die Auswertung der Tests konnte sich somit nicht auf die Überschreitung von Grenzwerten beschränken, sondern die Veränderung der Spannungsqualitätskriterien wie die Spannungsamplitude, der Spannungsoberschwingungsgehalt, der Flickerpegel und die Spannungsunsymmetrie gegenüber dem Dauerbetrieb mussten analysiert werden. Das Erkennen von relevanten, durch die dezentralen Anlagen verursachten Veränderungen der Spannungsqualität erwies sich als bedeutend schwieriger und aufwändiger als lediglich ein Überprüfen auf Grenzwertüberschreitungen.

Bei Tests im Winter und Sommer 2012 wurden unsymmetrische dezentrale Einspeisungen mit den einphasigen Wechselrichtern der PV-Anlagen Parkhaus Kurzentrum sowie Alters- und Pflegeheim erzeugt. Damit sollten weitere Beeinträchtigungen der Spannungsqualität mit den dezentralen Anlagen verursacht werden.

Mit dem mobilen Frequenzumformer erfolgte im Sommer 2015 eine Verstärkung der dezentralen Einspeisung an der KK Roberstenstrasse. Die Einspeisung erfolgte synchron zur PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum jedoch skaliert auf die maximale Leistung des mobilen FU, so dass der Einspeiseverlauf einer PV-Anlage von 90 kW entsprach. Die Grenzen der Einspeisung wurden auch damit nicht erreicht. Die Werte der Spannungsqualitätsmerkmale wurden durch die verstärkte Einspeisung jedoch markant verändert.

Die zusätzliche Funktion des mobilen FU zur Spannungsregelung konnte im Dezember 2015 in Betrieb gesetzt und getestet werden. Mit dem Bezug und der Einspeisung von Blindleistung über den mobilen FU konnte die Spannung im NS-Netz am Anschlusspunkt des mobilen FU auf den vorgegebenen Sollwert geregelt werden. Diese mit dem mobilen FU getestete Spannungsregelung basierend auf der Änderung des Blindleistungsflusses kann auch auf weitere dezentrale Anlagen übertragen werden, die über Wechselrichter aufs NS-Netz aufgeschaltet werden, wie z.B. die PV-Anlagen oder die Speicher.

Der Einfluss der Netztopologie auf die Spannungsqualität wurde im Mai 2016 mittels einer Ringbildung im NS-Netz unter Einbezug sämtlicher dezentraler Einspeisungen getestet. Die Testergebnisse zeigten, dass durch die Ringbildung wohl die Leitungsbelastung ausgeglichen wurde, jedoch der Einfluss auf die Spannungsqualität nur gering war.

Ein weiteres Netzelement zur Spannungsregelung ist der Längsregler, der ohne zusätzlichen relevanten Blindleistungsfluss die Spannung an einem Leitungspunkt stufenweise verändern kann. Im Sommer 2016 wurde ein Test mit einem Längsregler bei der KK Roberstenstrasse durchgeführt. Der Längsregler bewährte sich dabei als zuverlässiges Netzelement zur Regelung der Spannung am gemeinsamen Netzpunkt der beiden PV-Anlagen Parkhaus Kurzentrum und Mehrfamilienhaus Zähringer.



Eine weitere Funktion, die im mobilen FU realisiert wurde, ist die Leistungsregelung. Mit dieser Leistungsregelung kann die Wirk- und Blindleistung des jeweiligen Strangs in der TS Kreuzmatt, auf den der mobile FU aufgeschaltet ist, geregelt werden. Die Funktion Leistungsregelung mit dem mobilen FU wurde im Mai 2017 in Betrieb gesetzt und getestet.

Mit dem regulierenden Trafo kann die Spannung auf der Trafosekundärseite oder die Spannung bei ausgewählten Netzpunkten reguliert werden. Der Test im Mai 2017 mit leistungsabhängigem Sollwert für die Spannungsregelung bezogen auf die Trafosekundärseite zeigte, dass bei den gewählten Parametern automatische Schaltungen lediglich bei extremen Situationen erfolgen, wie z.B. bei grossem Verbrauch mit gleichzeitig sehr geringer dezentraler Einspeisung oder bei mittlerem Verbrauch mit gleichzeitig maximal möglichen dezentralen Einspeisungen. Der Grund dafür ist, dass sich die Spannung auch bei starken Lastschwankungen auf der Trafosekundärseite nur geringfügig ändert.

Bei einer Spannungsregelung mit dem Trafo auf einen abgesetzten Sensor, wie z.B. die Spannungsmessung bei der KK Roberstenstrasse, kann gezielt die Spannung an diesem Netzpunkt beeinflusst werden. Dadurch erfolgt ein optimaler Ausgleich der Spannungsschwankungen, die durch die an diesem Netzpunkt angeschlossenen PV-Anlagen Parkhaus und WBGZ und dem Verbraucher MFH WBGZ verursacht werden. Die Spannungsregelung mit dem Trafo auf einen einzelnen abgesetzten Sensor birgt jedoch die Gefahr, dass die Spannungen auf anderen NS-Strängen, die ab dem regulierenden Trafo versorgt werden, die Grenzwerte unter- oder überschreiten. Mit der Funktion Multisensor des regulierenden Trafos können diese Grenzwertverletzungen vermieden werden. Durch die Berücksichtigung von drei zusätzlichen Spannungsmessungen an ausgewählten Netzpunkten im NS-Netz soll gewährleistet werden, dass sämtliche Spannungen im NS-Netz, das ab dem regulierenden Trafo versorgt wird, innerhalb der Grenzwerte der Spannungsnorm bleiben.

Die Protokolle und Analysen der einzelnen während des Projekt VEiN durchgeföhrten Tests sind im Anhang 7 enthalten und werden im Folgenden zusammenfassend erläutert.

2.2 Test: Grenzen der Einspeisung

Anhand von Simulationen am Berechnungsmodell und anhand von Messungen im VEiN-Netz werden die Grenzen der Einspeisung ermittelt. Physikalisch werden die Grenzen mit den bestehenden DEA und mittels des mobilen Frequenzumformers erforscht. Am Berechnungsmodell sind zudem mögliche PV-Ausbauzenarios in Zusammenhang mit einer Untersuchung des Verein Smart Grid Schweiz (VSGS) durchgeführt worden. Als limitierende Größen werden die maximale Spannungsanhebung von +10 % und die Auslastung der Betriebsmittel, d.h. von Leitungen und Transformator, berücksichtigt. Die Grenzen der maximalen Belastung der Leitungen sind bei keinem Test erreicht worden. War die Gefahr einer Überschreitung der Spannungsobergrenze zu erwarten, hat man im Vorfeld Massnahmen ergriffen, um dies zu vermeiden. Der maximal mögliche PV-Ausbau von bis zu 1'500 kVA könnte nur mit erweiterten Massnahmen realisiert werden. Die hier dokumentierten Resultate basieren auf Untersuchungen aus den Jahren 2011, 2012, 2014 und 2015.

2.2.1 Test mit fixinstallierten DEA im VEiN-Netz

Mit den Tests zur Ermittlung der Grenzen der Einspeisungen ist mit den fixinstallierten DEA zu keinem Zeitpunkt eine Spannungsanhebung von mehr als +10 % erreicht worden. Leitungen



wie auch Transformatoren sind durch die Energieeinspeisung unkritisch belastet worden. Gemäss den Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen DACHCZ wird eine Spannungsanhebung von maximal 3% empfohlen. Diese wird bei der PVA Parkhaus Kurzentrum überschritten.

Um eine erhöhte Stromproduktion vor Ort zu emulieren, ist der mobile Frequenzumformer mit einer maximalen Einspeiseleistung von 90 kVA eingesetzt worden. Im Vorfeld ist am Berechnungsmodell ermittelt worden, dass der mobile FU angeschlossen an der KK Fryma in Kombination mit dem BHKW Schulhaus Robersten bei Schwachlast und maximaler Einspeiseleistung die Spannungsobergrenze von +10% erreichen könnte. Die Spannungsanhebung betrug während dem Test bis zu 6.2%. Mit einer gesamten Einspeiseleistung von 180 kVA ist somit kein Grenzwert nach EN 50160 überschritten worden, dies jedoch nur dank der Einschränkung, dass der mobile FU nachts nicht betrieben wurde. Die Grenzen der Einspeisung liegen bei der langen Leitung von der TS Kreuzmatt zum Schulhaus Robersten bei Schwachlast in der Nacht somit bei 180 kVA.

In einem zweiten Test wurde der mobile FU an der KK Roberstenstrasse parallel zu den PVA Parkhaus Kurzentrum und WBGZ betrieben. Die Untersuchungen am Berechnungsmodell haben im Vorfeld gezeigt, dass eine maximale Spannungsanhebung von 6.5% am Anschlusspunkt der PVA Parkhaus Kurzentrum erwartet werden kann. Die Spannungsobergrenze von 253 V (+10%) wird jedoch nicht erreicht. Beim Test vor Ort ist eine Einspeiseleistung von > 120 kVA erreicht worden. Bei einer Spannungsanhebung auf > 247 V haben sich einige Wechselrichter der PVA Parkhaus Kurzentrum vom Netz getrennt. Der Messpunkt liegt bei der Übergabestelle zur PVA Parkhaus Kurzentrum. Gemäss Hersteller sollten sich die Wechselrichter erst bei einer Spannung > 264 V vom Netz trennen. Die Wechselrichter messen die Spannung direkt am eigenen Anschlusspunkt. Die Grenzen der Einspeisung wurden somit aufgrund der internen Anlagensicherung der Wechselrichter erreicht, auch wenn der spezifizierte Grenzwert der PVA noch unterschritten war.

2.2.2 Extrapolationen am Berechnungsmodell

Im Rahmen einer Studie des VSGS wurde ermittelt, dass die maximale Belegung von Gebäuden durch PV-Anlagen im VEiN-Netz zu einer maximalen Einspeiseleistung von 1'500 kVA führen würde. Dies wäre mehr als das Doppelte des aktuellen maximalen Leistungsbezugs der Verbraucher. Eine Überlastung der Transformatoren an sonnigen, arbeitsfreien Tagen wäre wahrscheinlich. Zudem wäre ein Ausbau der folgenden Hauptleitungen nötig:

- TS Kreuzmatt - KK Hermann-Keller-Str., neu 240 mm² Cu - Kabel, Länge: ca. 150 m
- TS Kreuzmatt - KK Lindenstr., neu 240 mm² Cu - Kabel, Länge ca. 490 m

Trotz Massnahmen wie Blindleistungssteuerung (siehe Kapitel 2.5) und Netzausbau wäre es nicht machbar, an allen möglichen Anschlusspunkten die theoretisch maximal erreichbare PV-Einspeisung ins Niederspannungsnetz zu integrieren. Beispielsweise bei der KK Schulhaus Robersten wäre trotz verschiedener Massnahmen eine zu hohe Spannungsänderung zu erwarten.

2.2.3 Optimierungsmöglichkeiten bei maximaler Einspeisung

Wie oben erwähnt wäre bei maximaler Einspeisung ein Netzausbau der Hauptleitungen nicht ausreichend, daher wurden weitere Massnahmen am Berechnungsmodell getestet.

Es wurde gezeigt, dass die bereits installierten Batteriespeicher im Peak Shaving-Modus entsprechend Abbildung 8 durchaus die Spannung reduzieren können, wenn auch begrenzt aufgrund der geringen Kapazität und geographischen Lage, d.h. dem Anschlusspunkt im NS-Netz.

Die Simulation mit einem integrierten Spannungsregler zeigt die besten Ergebnisse, wenn die Referenzspannung auf einen Knoten mit markanten Spannungserhöhungen referenziert wird. Eine Verletzung der Grenzwerte nach SN EN 50160:2010 kann dank des Einsatzes eines regulierenden Trafos (RONT) in der TS Kreuzmatt vermieden werden.

Mit einer Wirk- oder Blindleistungsregelung der Wechselrichter kann die Spannung unterhalb von 1.1 p.u. gehalten werden, wie dies aus einer Simulation entsprechend Abbildung 8 ersichtlich ist.

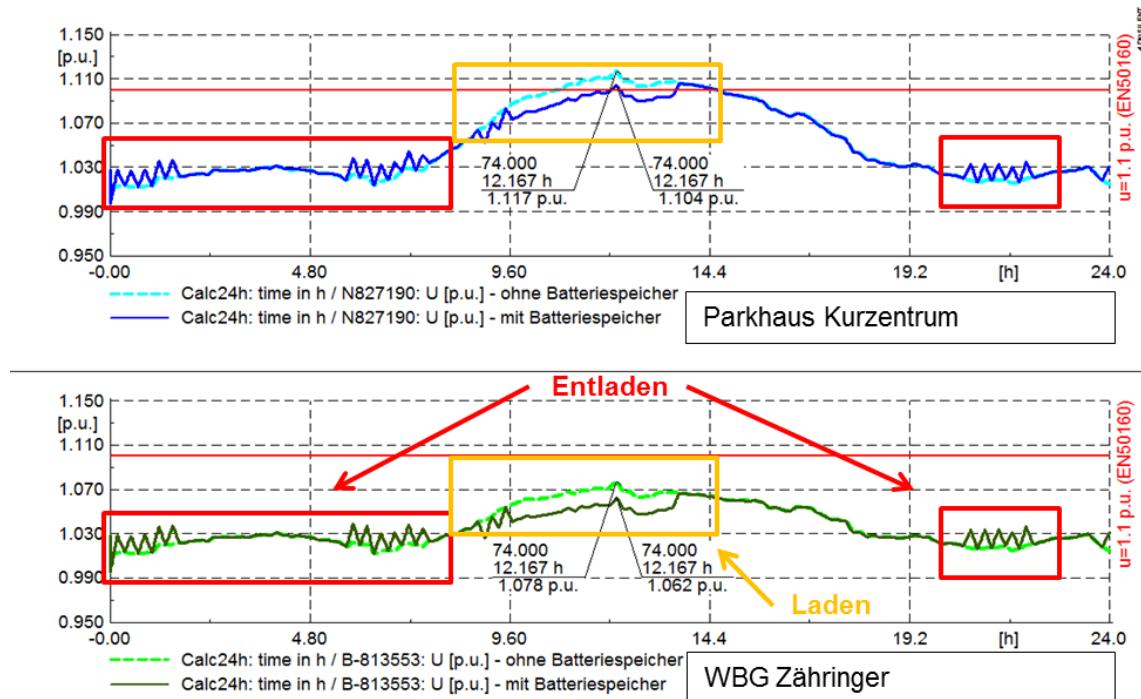


Abbildung 8: Batteriespeicher WBGZ – Spannung Parkhaus Kurzentrum (fiktives Szenario)

2.3 Test: Unsymmetrie

Im Jahr 2012 fanden im Winter vom 9. bis 13.01. und im Sommer vom 16. bis 24.07. Tests mit unsymmetrischer Einspeisung statt. Das Ziel dieser Tests war es, die Netzqualität bezüglich des Blindleistungsflusses, der Unsymmetrie und der Nullleiterbelastung zu beurteilen.

2.3.1 Testbeschreibung

Abweichend von der angestrebten symmetrischen Einspeisung wird soweit möglich mit den PV-Anlagen Alters- und Pflegeheim sowie Parkhaus Kurzentrum unsymmetrisch eingespeist. Diese Tests wurden ohne Umschaltungen im Netz durchgeführt. Die Grenze der Einspeisung gilt als überschritten, wenn im NS-Netz die gesetzlichen Vorgaben und die Normen bezüglich

Spannungshaltung und Netzrückwirkungen gemäss SN EN 50160:2010 / DACHCZ nicht mehr eingehalten werden.

In den Test waren die DEA gemäss Tabelle 1 integriert.

BHKW Alters- und Pflegeheim	48	kW el.
BHKW Schulhaus Robersten	90	kW el.
PV-Anlage Alters- und Pflegeheim (APH)	31	kW
PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum	60	kW
PV-Anlage Baugenossenschaft Zähringer	29	kW
PV-Anlage EFH L'Orsa-Strasse 19	10	kW

Tabelle 1: In den Test Unsymmetrie integrierte DEA

2.3.2 NS-Netz Kreuzmatt und Messstellen

Im NS-Netz Kreuzmatt sind mehrere Messstellen installiert. Diese sind in Abbildung 9 rot markiert.



Abbildung 9: Messstellen im NS-Netz Kreuzmatt

An den folgenden Messstellen werden die elektrischen Spannungen, Ströme und Leistungen mit den PQ-Messgeräten erfasst und zusätzlich zur Speicherung auf dem zentralen Rechner des PQ-Systems auch an das VEIN-Leitsystem übertragen.

- TS Kreuzmatt: zwei Trafoabgänge und vier Leitungsabgänge

- Alters- und Pflegeheim: Einspeisung der DEA
- KK Parkweg: zwei Abgänge in Richtung TS
- KK Lindenstrasse: Abgang Richtung TS
- Schulhaus Robersten: Einspeisung ab BHKW
- KK Roberstenstrasse: Abgang Richtung TS
- PVA WBGZ: Einspeisung ab PV-Anlage
- PVA Parkhaus Kurzentrum: Einspeisung ab PV-Anlage

Die PQ-Messgeräte werten die Messwerte bezüglich der Spannungs- und Stromqualität aus, d.h. also auch bezüglich der Spannungsunsymmetrie.

2.3.3 Unsymmetrische Einspeisung ab PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum

Die Messresultate der unsymmetrischen Einspeisung ab der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum sind in der Abbildung 10 zusammengestellt.

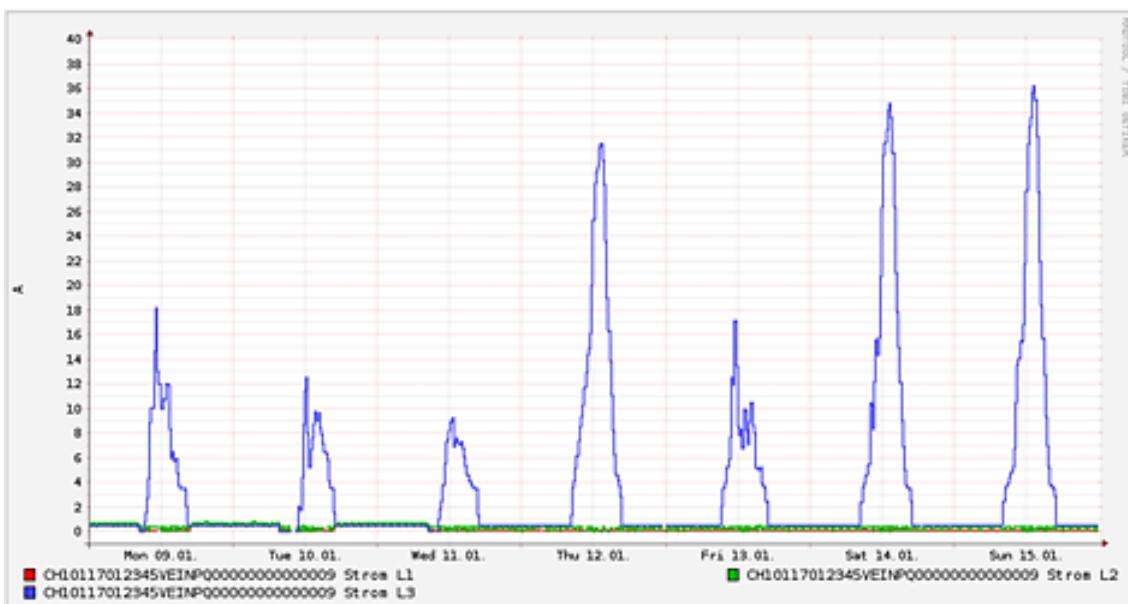


Abbildung 10: Unsymmetrische Ströme L3 der Einspeisung vom 09. bis 15.01.2012 ab der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum (Ströme L1 und L2 betragen 0 A)

Während den Tests wurden abwechselndweise die Wechselrichter von lediglich einer Phase der PV-Anlagen zugeschaltet (Abbildung 10: 3 von 11 WR der PVA Parkhaus Kurzentrum auf die Phase L3). Während den Tests war die Sonneneinstrahlung sehr unterschiedlich, so betrug im Winter die einphasige Einspeisung ab der PVA Kurzentrum maximal 36 A, resp. 8.3 kW (Abbildung 10) und im Sommer maximal 65 A, resp. 15 kW.

Weitere Messresultate sind im Anhang in den Messprotokollen 20120124_MpBe010a_VEiN Test T2a_Messprotokoll und 20121207_MpBe015b_Vorgaben der Testauswertungen T2c-T3a-T4a ersichtlich

2.3.4 Ergänzender Test mit unsymmetrischer Einspeisung

In Ergänzung zu den Tests aus dem Jahre 2012, und weil die entsprechenden Daten nicht in der gewünschten Form vorliegen, wurde am 19.07.2017 von 09:30 bis 13:00 Uhr eine einphasige Einspeisung ab der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum durchgeführt. Die einphasige Einspeisung erfolgte dabei über die Phase L3 mit maximal 16 kW. Der Einfluss dieser einphasigen Einspeisung auf die Spannungsunsymmetrie beim Anschlusspunkt der PVA Parkhaus ist aus Abbildung 11 ersichtlich. Die Zunahme der Spannungsunsymmetrie bei der PV-Anlage beträgt bei einphasiger Einspeisung ca. 1.0% gegenüber der dreiphasigen Einspeisung vor 09:30 Uhr und nach 13:00 Uhr. Mit zunehmendem Einfluss der Verbraucher reduziert sich die Zunahme der Spannungsunsymmetrie. So beträgt die Zunahme der Spannungsunsymmetrie bei der KK Roberstenstrasse (in Abbildung 11 nicht ersichtlich) ca. 0.4%. Bei der Trafostation ist die Zunahme der Spannungsunsymmetrie nicht mehr ersichtlich, die unsymmetrische Einspeisung ist in der Unsymmetrie der Verbraucher aufgegangen.

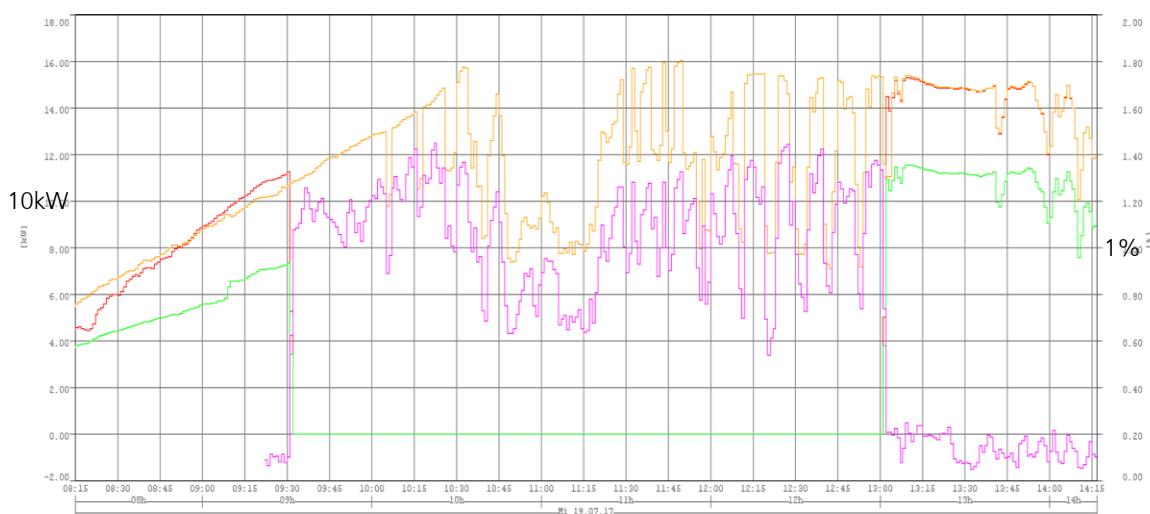


Abbildung 11: PVA Parkhaus mit einphasiger Einspeisung L3 (19.07.2017)
 P_{L1} = rot; P_{L2} = grün; P_{L3} = gelb; Unsymmetrie Spannung (%) = rosa

2.3.5 Fazit aus den Tests mit unsymmetrischer Einspeisung

Basierend auf den Erkenntnissen aus den Auswertungen der Tests mit unsymmetrischen Einspeisungen kann folgendes Fazit gezogen werden:

- Mit den während den Tests maximal möglichen unsymmetrischen Wirkleistungseinspeisungen wurden keine kritischen Situationen erreicht, weder bezüglich der Leitungsbelastung noch bezüglich der Spannungshaltung oder der Spannungsunsymmetrie.
- Der Einfluss der unsymmetrischen Einspeisung auf die Spannung war im Winter sehr gering. Beim Test im Sommer waren die Unsymmetrien der Spannung hoch, jedoch lagen sie immer noch innerhalb der Grenzwerte der SN EN 50160:2010.
- Die durch die DEA verursachte Unsymmetrie der Spannung nimmt mit zunehmender Vermischung durch die Verbraucherlast ab.
- Der Grenzwert des Unsymmetriegrades k_U gemäss DACHCZ wurde nicht überschritten.

2.4 Test: Verstärkte Einspeisung bei der KK Roberstenstrasse

Vom 04. bis 12.08.2015 wurde zur Verstärkung der dezentralen Einspeisung mit dem mobilen Frequenzumrichter mit der Funktion «Folgen einer Anlage» bei der Kabelkabine Roberstenstrasse ins NS-Netz von VEiN eingespeist.

2.4.1 Testbeschreibung

Während dem Test wurde der mobile Frequenzumrichter mit einem Notstromaggregat 125 kVA / 108 kW der IWB versorgt und folgte der Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzzentrum. Die Funktion «Folgen einer Anlage» des mobilen FU sollte getestet und dabei die Auswirkungen der verstärkten Einspeisung analysiert werden.

In den Test direkt involvierte Anlagen waren:

PVA Parkhaus Kurzentrum	60	kW
PVA WBGZ	29	kW
Mobiler Frequenzumrichter	90	kW

Für den Test relevante Messstellen sind:

- TS Kreuzmatt Trafo 2 Sekundärseite
- TS Kreuzmatt Abgang HK-Str.
- KK Roberstenstrasse
- Mobiler FU bei KK Roberstenstrasse
- PVA WBGZ
- PVA Parkhaus Kurzentrum

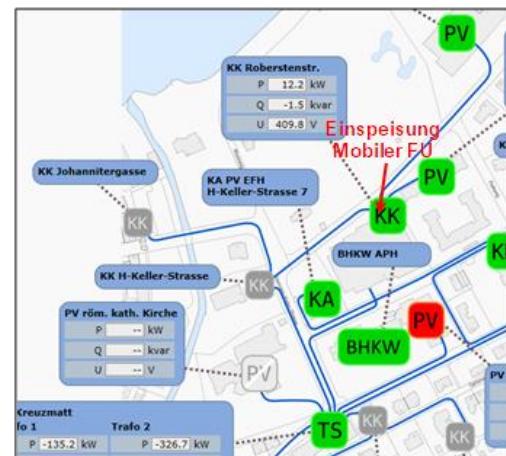


Abbildung 12: Einspeiseort des mobiler FU

In der Testperiode waren die Aussentemperaturen zeitweilig so hoch, dass im laufenden Betrieb innerhalb des Frequenzumformers die zulässige Temperatur überschritten wurde und sich die Anlage sicherheitsbedingt abschaltete. Dies hatte zur Folge, dass die maximale Leistung von 90 kW nicht über einen ganzen Tagesverlauf abgerufen werden konnte.

2.4.2 Messwerte aus dem Test

In Abbildung 13 sind die Tagesverläufe vom 12.08.2015, einem ebenfalls sonnigen und heissen Tag aufgezeigt. Die Einspeisung ab dem mobilen FU konnte mit einem Faktor 1.05 – 2.0 der gemessenen Leistung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum erfolgen. Gegen 14:40 Uhr bis ca. 15:50 Uhr erfolgte eine temperaturbedingte Abschaltung.

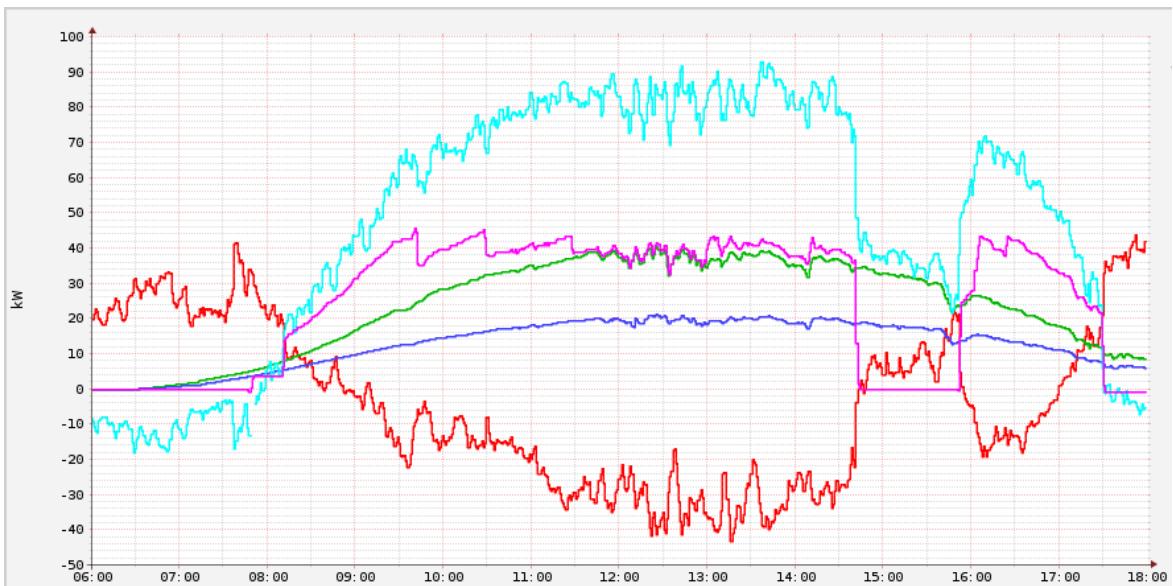


Abbildung 13: Wirkleistungsverläufe am 12.08.2015 von 06:00 bis 18:00 Uhr
 rote Kurve: TS Kreuzmatt Abgang HK-Str. (negative Werte = Rückspeisung)
 hellblaue Kurve: KK Roberstenstrasse (positive Werte = Rückspeisung)
 violette Kurve: Einspeisung ab mobilem FU
 grüne Kurve: Einspeisung ab PVA Parkhaus Kurzentrum
 dunkelblaue Kurve: Einspeisung ab PVA WBGZ

Die Auswertung der PQ-Analyse entsprechend der Zusammenstellung in Tabelle 2 zeigt keine Grenzwertverletzung nach SN EN 50160:2010. Der Vergleich mit einer Referenzwoche ohne verstärkte Einspeisung zeigt eine erwartende Erhöhung der Spannung an den Leitungsenden. Die hohen Gesamtverzerrungen des Stromes (THD) werden durch die hohen Stromoberschwingungen relativ zur Grundwelle bei ausgeglichenem Leistungsbedarf generiert, d.h. wenn die dezentrale Einspeisung und der Verbrauch annähernd gleich gross sind.



	Grenzwert nach EN50160	TS Kreuzmatt TR2 Sekundärseite	TS Kreuzmatt Abg HK-Str. I	KK Roberstenstrasse	Mobilier FU bei KK Roberstenstrasse	PVA WBGZ	PVA Parkhaus
Spannung Maximum	253 V	240 V	240 V	243 V	245 V	244 V	248 V
Spannung Minimum	207 V	232 V	232 V	230 V	-	230 V	230 V
Strom Maximum		687 A	90 A	170 A	120 A	33 A	64 A
Strom Minimum		152 A	10 A	5 A	0 A	1 A	0 A
Wirkleistung Maximum		455 kW	52 kW	23 kW	83 kW	24 kW	43 kW
Wirkleistung Minimum		85 kW	-62 kW	-118 kW	-1 kW	0 kW	0 kW
Blindleistung Maximum		170 kvar	25 kvar	19 kvar	2 kvar	2 kvar	2 kvar
Blindleistung Minimum		51 kvar	3 kvar	-1 kvar	-10 kvar	0 kvar	-2 kvar
THD Spannung Maximum	8.00%	1.74%	1.76%	2.22%	-	2.26%	2.33%
THD Strom Maximum		9.82%	174.53%	679.08%	-	52.71%	46.32%
Unsymmetrie Spannung Maximum	2.00%	0.44%	0.42%	0.47%	-	0.51%	0.54%
Langzeit-Flicker Maximum	1.00%	0.40%	0.42%	0.49%	-	0.47%	0.70%
Kurzzeit-Flicker Maximum	1.00%	0.50%	0.51%	0.92%	-	0.92%	0.92%
EN50160 erfüllt?		ja	ja	ja	-	ja	ja

Tabelle 2: PQ-Analyse an mehreren Messstellen im Strang HK-Str. während dem Test

2.4.3 Fazit aus dem Test Verstärkte Einspeisungen an der KK Roberstenstrasse

Der Test mit dem mobilen Frequenzumrichter und der Funktion «Folgen einer Anlage» hat im Grundsatz gut funktioniert. Technische Problem infolge der hohen Aussentemperaturen, welche ein Abschalten des FU bewirkten, haben dazu geführt, dass die Leistungsabgabe reduziert werden musste.

Die Grenzwerte der Spannungsqualität wurden durch die Erhöhung der Einspeisung mit dem mobilen FU nicht verletzt. Lediglich eine geringe Erhöhung der Spannungsharmonischen THD_u und der Spannungseffektivwerte wurden registriert. Durch die Spannungsanhebung wurden die PV-Anlagen nicht beeinträchtigt.

2.5 Test: Spannungsregelung mit Blindleistungseinspeisung

Auf Basis von Simulationen am Berechnungsmodell und mit Tests im VEIN-Netz, vorwiegend mit dem BHKW Schulhaus Robersten und dem mobilen Frequenzumformer, ist das Potential der Spannungsregelung mit Blindleistungseinspeisung im NS-Netz untersucht worden. Unter Berücksichtigung des maximal möglichen PV-Ausbaus (siehe Kapitel 2.2) ist am Berechnungsmodell untersucht worden, wie sich die Blindleistungsregelung einer Vielzahl von Wechselrichtern auf das NS-Netz auswirken kann. Es hat sich gezeigt, dass die Spannung unterhalb von 1.1 p.u. gehalten werden kann. Es ist zu beachten, dass eine Blindleistungsregelung zwar eine maximale Einspeisung der Wirkleistung erlaubt, aber im gleichen Zug die Netzverluste dadurch massiv erhöht werden. Mit Feldversuchen ist der reale Einfluss der Blindleistung auf die Spannung im VEIN-Netz bestimmt worden. Es konnte gezeigt werden, dass die Blindleistung zur Regelung der Spannung auch im NS-Netz verwendet werden kann. Im Schnitt wird eine Blindleistung von rund 3.5 kvar/V benötigt. Je länger die Leitung ist umso mehr Blindleistung wird

benötigt, da der ohmsche Anteil der Leitung ansteigt. Die hier dokumentierten Resultate basieren auf Untersuchungen der Jahre 2011, 2014 und 2015.

2.5.1 Einfluss der Blindleistung auf die Spannung im VEiN-Netz

Im VEiN-Netz ist theoretisch eine Blindleistungsregelung mit den BHKW, dem Batteriespeicher WBGZ und mit dem mobilen Frequenzumformer möglich. Der gemessene Einfluss der Blindleistung auf die Spannung ist aus Abbildung 14 ersichtlich. Diese Erkenntnisse stimmen mit den rechnerischen Voruntersuchungen am Modell überein.

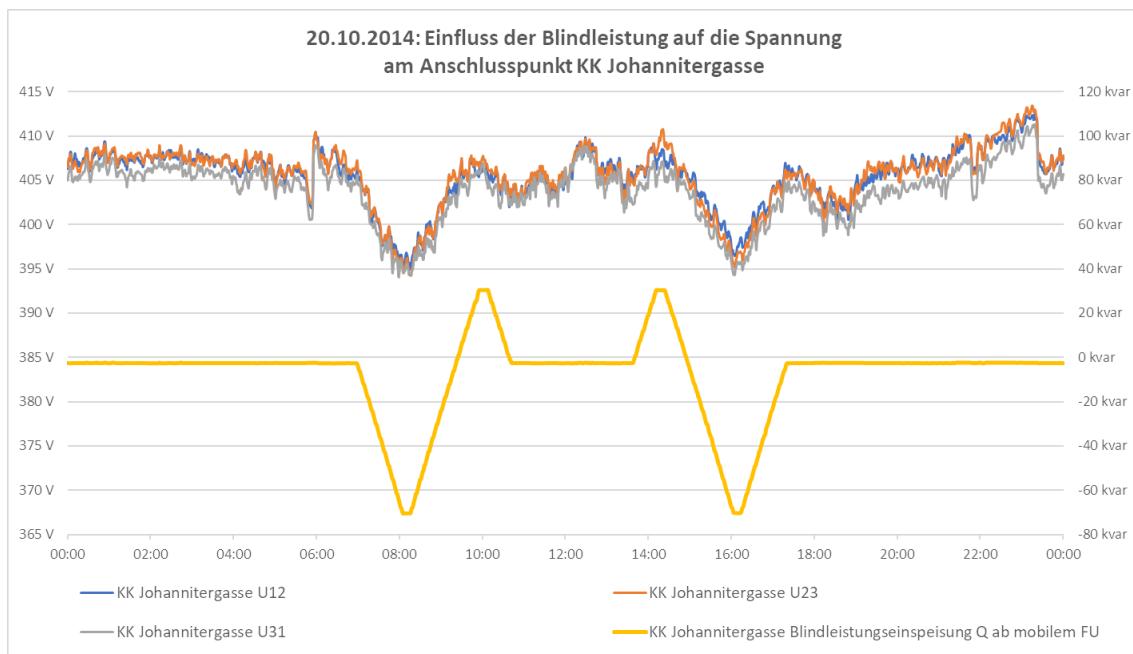


Abbildung 14: Auswirkung des Blindleistungsbezugs und der Blindleistungseinspeisung mit dem mobilen FU bei der KK Johannitergasse vom 20.10.2014

2.5.2 Ergebnis der Spannungsregelung mit Blindleistungseinspeisung

Da der Einfluss und die Steuerungsmöglichkeiten von BHKW und Batteriespeicher begrenzt sind, ist der Hauptfokus der Untersuchungen auf den mobilen Frequenzumformer gelegt worden. Die Funktion «Spannungsregelung» wird vom mobilen FU nach IEC 61850-90-7 realisiert. Ist die Spannung am Anschlusspunkt des mobilen FU zu tief, so wird mehr Blindleistung eingespeist, um die Spannung zu stützen. Ist die Spannung zu hoch, so wird mehr Blindleistung bezogen, um die Spannung zu senken. Die Spannung soll auf dem Sollwert von 400 V +/- 0.5 V gehalten werden. Mit gesamthaft maximal 35 kvar können Spannungsschwankungen im Zeitbereich von mehreren Sekunden (10 Sekunden und mehr) von bis zu 1.8% ausgeregelt werden. Wird nur die Spannungsabsenkung, respektive der Blindleistungsbezug betrachtet, ist es möglich eine Spannungsanhebung von bis zu 2.8% zu kompensieren. Aus dem Test der Spannungsregelung mit dem mobilen FU bei der KK Fryma (Abbildung 15) ist ersichtlich, dass im Rahmen der möglichen Blindleistungseinspeisung die Spannung im gewünschten Masse geregelt werden kann.

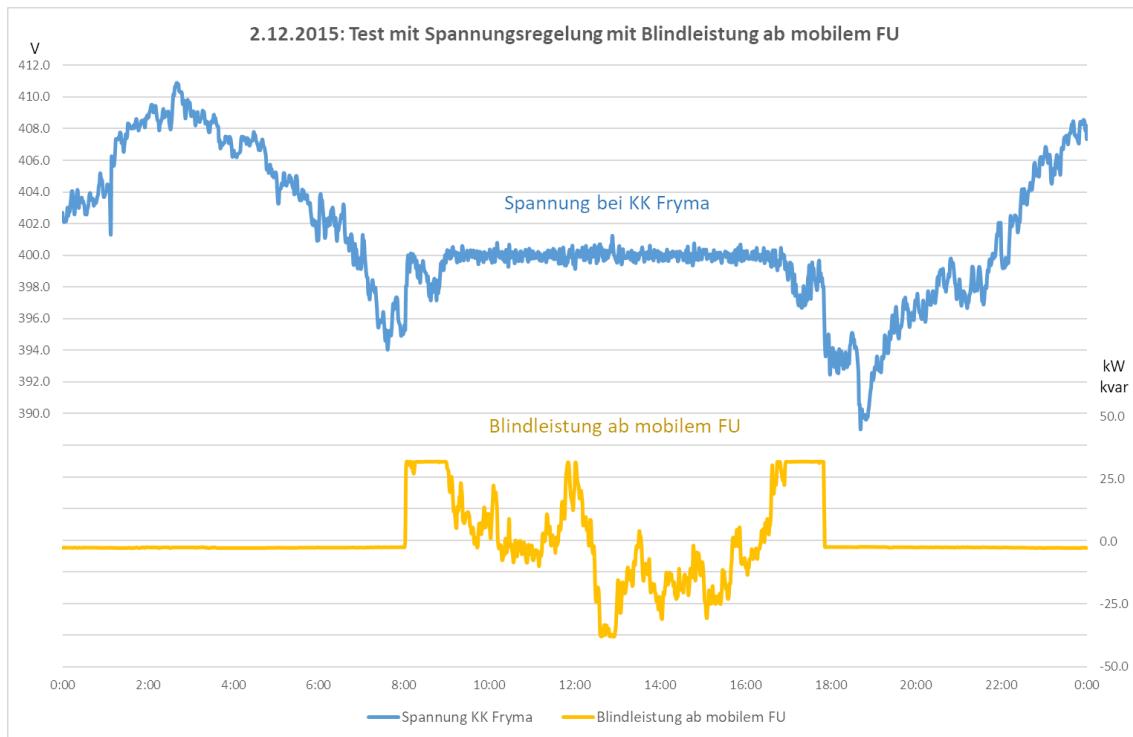


Abbildung 15: Ergebnis der Spannungsregelung mit Blindleistungseinspeisung und -bezug bei der KK Fryma vom 02.12.2015

2.5.3 Untersuchungen mit dem Berechnungsmodell

Auf Basis der Untersuchung des maximalen PV-Ausbaupotentials im VEIN-Netz sind die Möglichkeiten durch die Blind- und Wirkleistungsregelung untersucht worden. Aufgrund des entstehenden Spannungsabfalls über dem Transformator bei untererregten PV-Anlagen, d.h. bei Blindleistungsregelung, kann die Spannung unterhalb von 1.1 p.u. gehalten werden. Es wird in etwa der gleiche Blindleistungsbezug benötigt wie Wirkleistung reduziert werden müsste, um dieselbe Spannungshaltung zu erreichen. Bei einer Spannungshaltung mittels Wirkleistungsbezug wird dadurch die Scheinleistung und somit die Leitungsbelastung erhöht. Die Netzverluste sind stark abhängig von der gewählten Betriebsart. Bei einem Gesamtverbrauch von rund 11.5 MWh innerhalb von 24 h Betrieb betragen die Verluste ohne zusätzliche PV-Einspeisung rund 2% (230.6 kWh). Bei maximalem PV-Ausbau ohne Regelung steigen die Netzverluste auf 3.5% (406.5 kWh) an. Bei zusätzlicher Blindleistungsregelung zur Spannungshaltung steigen die Netzverluste weiter auf 4.2% (485 kWh) an, was aus Abbildung 16 ersichtlich ist. Andere Massnahmen zur Spannungshaltung, wie eine Netzverstärkung oder eine Regelung mittels Wirkleistungsreduktion, verringern die Netzverluste auf 2.7% (305.9 kWh), resp. auf 2.3% (268.0 kWh).

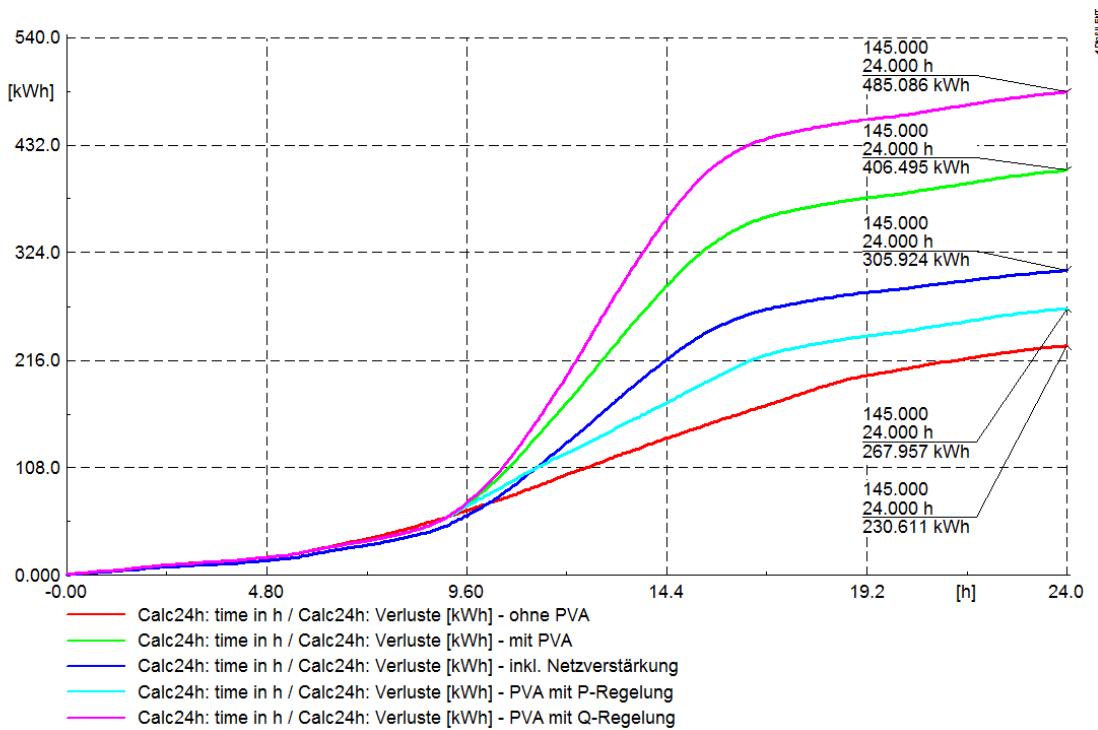


Abbildung 16: Netzverluste – verschiedene Szenarien im Vergleich

2.6 Test: Vermischung

Der Test «Vermischung» des VEIN-Netzes fand vom 02.05. - 30.05.2016 statt.

2.6.1 Beschreibung des Tests

Zwischen der KK Roberstenstrasse und der KK Parkweg wurde eine provisorische Niederspannungsverbindung von ca. 160 m mit einem Kabel 3 x 50 mm² realisiert und mit 160 A im Ring abgesichert.

Durch die Vermischung wurden folgende Stichleitungen mit den angeschlossenen Endverbrauchern versorgt:

- KK Hermann-Keller-Strasse → KK Johannitergasse
- KK Roberstenstrasse → Parkhaus Kurzentrum
- KK Roberstenstrasse → MFH Zähringer
- KK Parkweg → Schulhaus Robersten
- KK Parkweg → EFH Hermann-Keller-Strasse 7
- KK Lindenstrasse → EFH L'Orsa-Strasse 19

Zudem wurden sämtliche Verbraucher ab der KK Hermann-Keller-Strasse und ab der KK Lindenstrasse über das vermaschte Netz versorgt. Im Wesentlichen wurde dadurch ein geschlossener Ring gebildet, von dem einzelne Stichleitungen ausgehen.

In das vermaschte NS-Netz konnten folgende fest installierte DEA entsprechend Abbildung 17 einspeisen:

- PVA Parkhaus Kurzentrum (60 kWp)
- PVA MFH Zähringer (33 kWp)
- PVA EFH L'Orsa-Strasse 19 (9 kWp)
- PVA Hermann-Keller-Strasse 7 (11 kWp)
- BHKW Schulhaus Robersten (90 kW)

Zusätzlich speiste der Speicher WBGZ im MFH Zähringer mit einer maximalen Leistung von +/- 50 kW und der mobile Frequenzumformer bei der KK Fryma mit max. 90 kVA in das vermaschte Netz ein.



Abbildung 17: Übersicht über die Vermaschung des NS-Netzes,
d.h. des geschlossenen Ringes mit abgehenden Stichleitungen

Diverse Szenarien mit geschlossenem und geöffnetem Ring wurden durchgeführt. Die Vermaschung wurde ausgehend mit zwei Transformatoren und zeitweise mit lediglich einem Transformator betrieben. Es wurden mit und ohne Speicher WBGZ Tests durchgeführt. Die PV-Anlagen speisten entsprechend der Sonneneinstrahlung ein. Die dezentrale Einspeisung der PV-Anlagen wurde mit dem bei der KK Fryma angeschlossenen mobilen Frequenzumrichter und dem BHKW Schulhaus Robersten verstärkt.

Einerseits wurde der Lastfluss bei offenem und geschlossenem Ring untersucht, andererseits wurde die Auslastung der Transformatoren während unterschiedlichen Tageszeiten und Wochentagen in Abhängigkeit des Wetters mit entsprechender PV- und mobiler Frequenzumrichter-Einspeisung untersucht. Während den genannten Szenarien wurden zusätzliche Messungen durchgeführt, um die Netzempedanz zu bestimmen.



2.6.2 Ergebnisse bezüglich der Auslastung

- Die Auslastung der Transformatoren bewegt sich bei Parallelschaltung im Bereich von 20 – 50%. Die Ausschaltung einer der beiden Transformatoren verdoppelt die Auslastung des anderen.
- Schwankungen der Auslastung sind durch die tageszeitabhängige Lastsituation und die Produktion der PV-Anlagen und BHKW bestimmt.
- Die maximale Auslastung (109%) wird am Mittag erreicht, wenn bei schlechter Witterung kaum dezentrale Erzeugung im Netz vorhanden ist. Durch die Produktion des BHKWs kann die Auslastung um 15% gesenkt werden. Wird das BHKW und der mobile Frequenzumrichter mit 100% betrieben sinkt die Transformatorenauslastung um 30% auf 60%.

2.6.3 Ergebnisse aus der Messung der Netzimpedanz

- Bei der Netzimpedanz zeigt sich, wie auch theoretisch zu erwarten war, dass von der TS weiter entfernte Messpunkte eine grössere Netzimpedanz aufweisen. Zudem waren im Strang Salinenstrasse starke Schwankungen der Impedanz vorhanden.
- Der Messpunkt PV Parkhaus Kurzentrumb weist eine Erhöhung der Impedanz bei 1.7 kHz auf. Dies ist vermutlich auf die angeschlossene PVA zurückzuführen.
- Mit dem Schliessen des Rings wird die Netzimpedanz an der KK Roberstenstrasse im Frequenzbereich bis 1.2 kHz klar abgesenkt. Auch bei der PVA Parkhaus findet in diesem Bereich eine Reduktion statt. Allerdings steigt die Impedanz im Frequenzbereich der bereits vorhandenen Erhöhung noch weiter an.
- Die KK Fryma weiss mit offenem und geschlossenem Ring starke Schwankungen ab dem Frequenzbereich von ca. 500 Hz auf.

2.6.4 Fazit aus dem Test Vermaschung

- Der umfangreiche Test mit geschlossenem NS-Ring im VEiN-Netz zeigt, dass ein geschlossener Ring zu einer ausgeglichenen Leitungsbelastung führt, jedoch nur eine geringe Verbesserung der Spannungsqualität bewirkt.

2.7 Test: Spannungsregelung mit Längsregler

Bei der KK Roberstenstrasse ist vom Juli bis September 2016 ein Einzelstrangregler (ESR) zum Einsatz gekommen. Getestet wurde die Spannungshaltung am Knotenpunkt der PVA Parkhaus Kurzentrumb und der PVA WBGZ im Spannungsbereich von 400 ± 8 V. Um die Eingangsspannung anzuheben wurde der mobile FU an die KK Hermann-Keller-Strasse angeschlossen. Die Auswertungen zeigen eine gute Funktionalität des Einzelstrangreglers. Die Anhebung der Spannung durch Einspeisung der PV-Anlagen kann durch den ESR reduziert werden. Auch bei fluktuernder Leistung der PVA funktioniert die Regelung zuverlässig. Grössere Spannungsänderungen am Eingang des ESR werden unmittelbar ausgeglichen, falls die Spannung ausserhalb der Schaltschwellen des ESR liegt. Ebenfalls zuverlässig funktioniert der gleichzeitige Betrieb der Spannungsregelung des Frequenzumformers und des Einzelstrangreglers. Des Weiteren wurde die Spannungsqualität am Ein- und Ausgang des Einzelstrangreglers untersucht. Die gesamtharmonische Verzerrung der Spannung sowie der Kurzzeit-Flicker zeigen keine

Veränderung zwischen den beiden Messpunkten. Der Vergleich der Spannungsunsymmetrie am Ein- und Ausgang des ESR zeigt entsprechend Abbildung 18 in den gelben Markierungen eine Verschlechterung durch den Einzelstrangregler. Diese kann mit der zeitlich unterschiedlichen Stufung der drei Phasen erklärt werden. Die hier dokumentierten Resultate basieren auf Untersuchungen aus dem Jahre 2016.

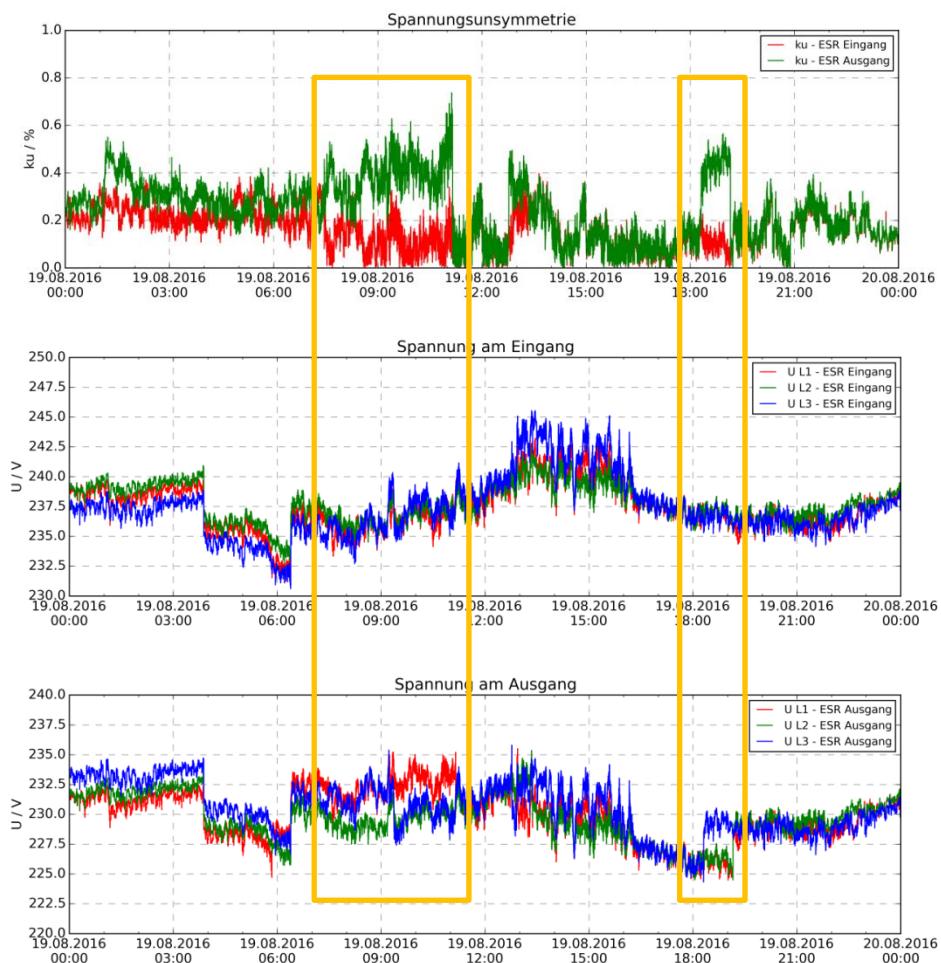


Abbildung 18: Spannungsunsymmetrie und Spannung in L1, L2 und L3 am Ein- und Ausgang des ESR vom 19.08.2016

2.8 Test: Regulierender Trafo

Mit dem Stufenschalter GRIDCON iTAP des regulierenden Trafos in der TS Kreuzmatt sind die Betriebsarten «Spannungsregelung U_{Sek} mit konstantem Spannungssollwert», «Spannungsregelung U_{Sek} mit leistungsabhängigem Spannungssollwert», «Spannungsregelung auf abgesetzten Sensor mit konstantem Spannungssollwert» und «Spannungsregelung auf mehrere abgesetzte Sensoren» möglich.

Im Mai 2017 wurden Tests mit dem regulierenden Trafo mit der Betriebsart «Spannungsregelung U_{Sek} mit leistungsabhängigem Spannungssollwert» durchgeführt. Im Normalbetrieb erfolgt damit werktags eine Höherschaltung morgens und eine Tieferschaltung in der Nacht entsprechend Abbildung 19.

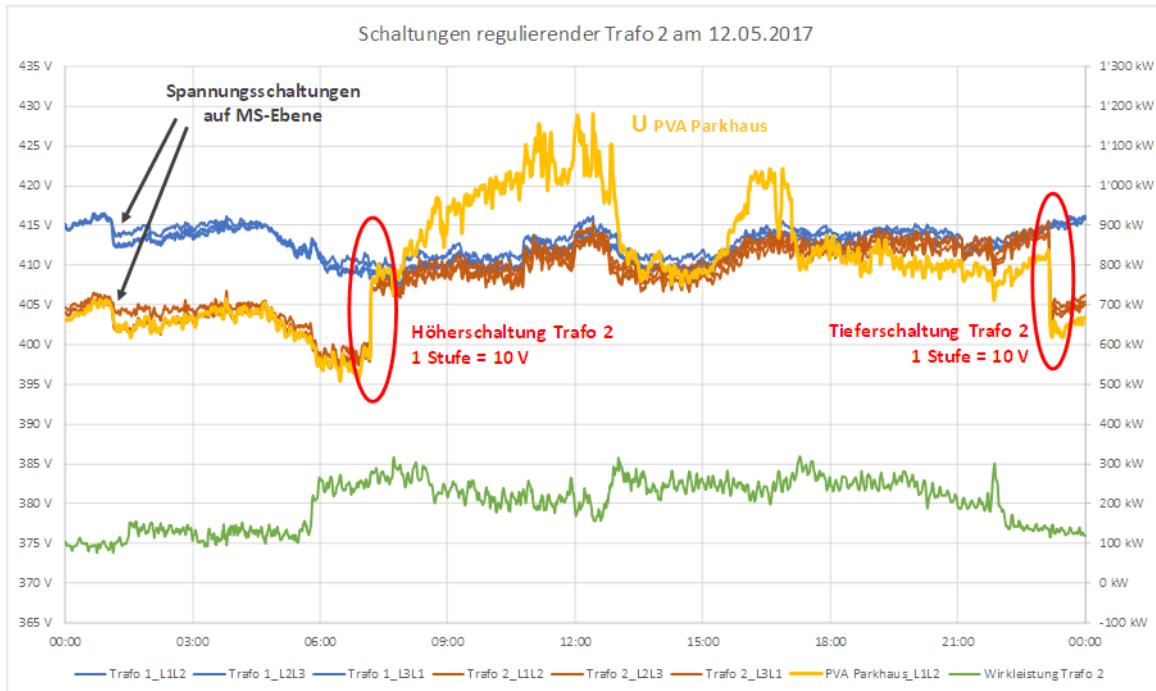


Abbildung 19: Spannungsverlauf und Trafobelastung des regulierenden Trafos an einem Werktag im Normalbetrieb

Bei grosser Trafobelastung und Einflussnahme auf die dezentrale Einspeisung und den Verbrauch konnten auch Schalthandlungen während des Tages bewirkt werden.

Der Test mit dem regulierenden Trafo im Mai 2017 hat gezeigt, dass der Betrieb mit «Spannungsregelung U_{Sek} mit leistungsabhängigem Spannungssollwert» funktioniert und die Sekundärspannung beim Trafo 2 in der TS Kreuzmatt im Regelbereich $U_{soll} \pm 3\%$ gehalten werden kann. Für die Regelung der Spannung an entfernten Anschlusspunkten im NS-Netz mit grosser dezentraler Einspeisung ist diese Regelungsart jedoch nicht optimal, da die Spannung am Anschlusspunkt der DEA nicht geregelt wird, was in Abbildung 19 aus dem Spannungsverlauf bei der PVA Parkhaus (gelbe Kurve) klar hervorgeht.

Die Funktionen «Spannungsregelung auf abgesetzten Sensor» und «Spannungsregelung auf mehrere abgesetzte Sensoren» konnten im Rahmen des Projektes VEIN nicht mehr realisiert und somit auch nicht getestet werden. Die Vorteile, die mit diesen beiden Arten der Spannungsregelung erlangt werden, sind in Kapitel 2.1 auf Seite 19 beschrieben.

2.9 Test: Leistungsregelung

Als weitere Ergänzung zur Steuerung des mobilen FU wurde die Funktion «Leistungsregelung» realisiert. Damit besteht die Möglichkeit mit dem mobilen FU geregelt Wirk- oder Blindleistung einzuspeisen, so dass beim jeweils gewählten Regelpunkt eine möglichst konstante Wirk- oder Blindleistung erreicht wird. Im Mai 2017 wurde die Funktion «Leistungsregelung» mit dem mobilen FU in Betrieb gesetzt und die Regelung optimiert.

Der mobile FU wird dabei entsprechend Abbildung 20 ab dem NS-Netz der KK Johannitergasse mit Wirkleistung versorgt und regelt den Wirk- und Blindleistungsfluss in der TS Kreuzmatt Abgang Hermann-Keller-Strasse.

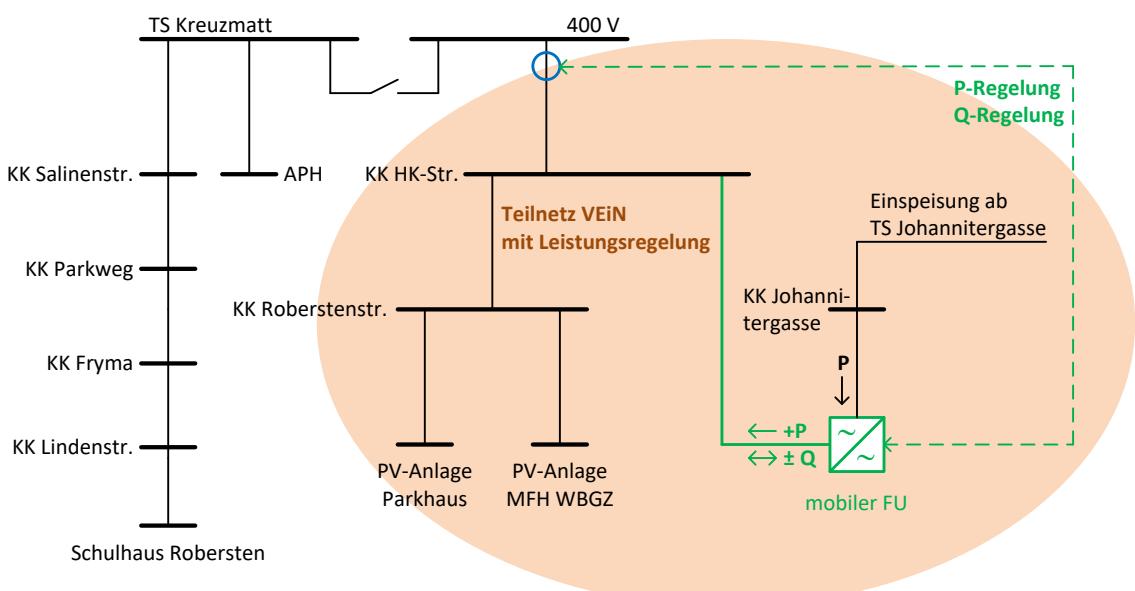
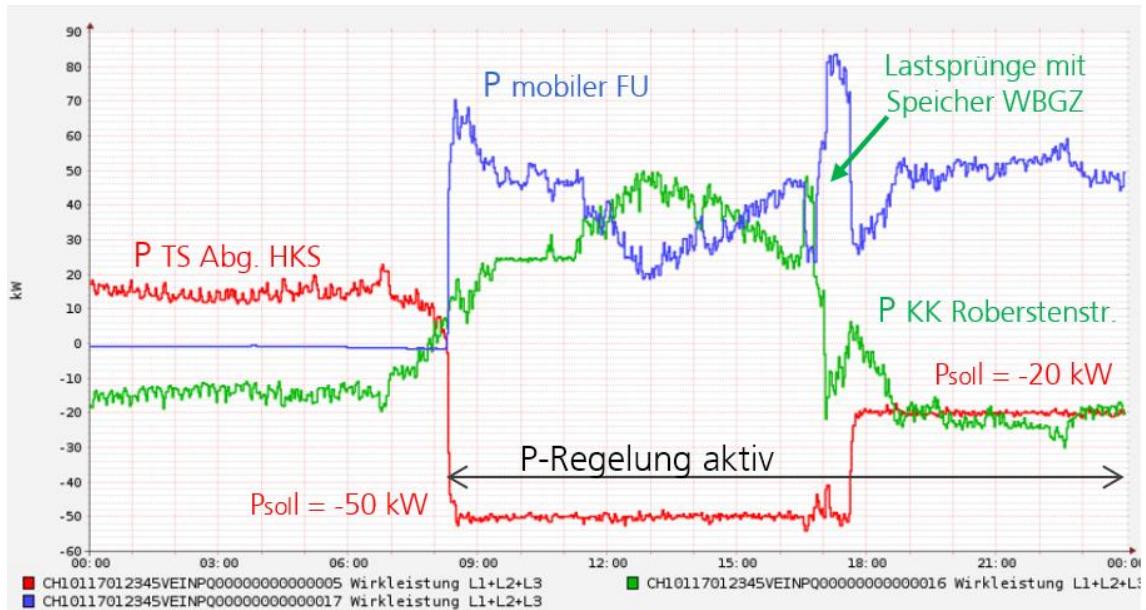
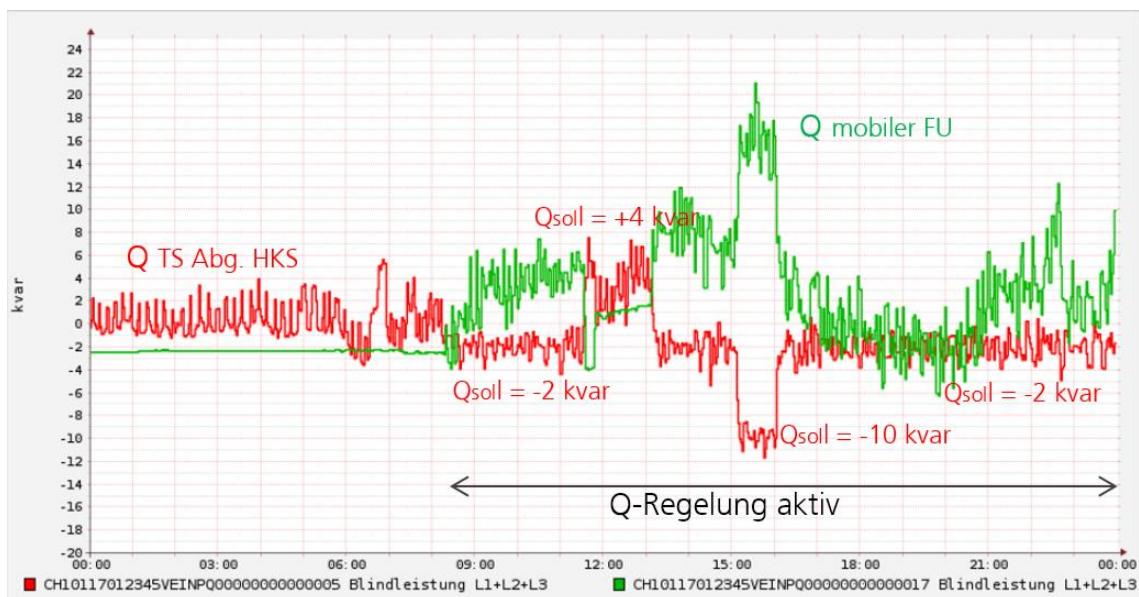


Abbildung 20: Wirkungsbereich des mobilen FU bei der Leistungsregelung

Die optimale Einstellung der Regelparameter, d.h. die Regelverstärkung und die Integrationszeit mussten mit mehreren Tests gefunden werden. Aus Abbildung 21 ist ersichtlich, dass eine Sollwertvorgabe zur Rücklieferung, wie z.B. -50 kW und -20 kW gut eingehalten werden konnte (rote Kurve). Die in Abbildung 21 um ca. 17:00 Uhr mit dem Speicher WBGZ bewusst verursachten beiden Lastsprünge (grüne Kurve) konnten durch die Wirkleistungsregelung des mobilen FU (blaue Kurve) rasch ausgeregelt werden.



Die Optimierung der Regelparameter für die Blindleistungsregelung war schwieriger als für die Wirkleistungsregelung, da, wie aus Abbildung 22 ersichtlich ist, die Blindleistungsflüsse im NS-Netz unruhiger sind. Trotzdem ist es gelungen die jeweils vorgegebenen Blindleistungssollwerte +/- 2 kvar einzuhalten.



Die Leistungsregelung kann dazu genutzt werden, um Netzkomponenten gleichmässiger auszulasten oder Überlastungen zu vermeiden. Die Leistungsregelung kann auf allen Elementen mit entsprechender Leistungselektronik eingesetzt werden, wie z.B. PV-Anlagen, elektrische Speicher und auch Blindleistungskompensationsanlagen.

3 AUSWERTUNG DES DAUERBETRIEBES

3.1 Langzeitentwicklung der Spannungsqualität

Als Langzeitübersicht kann ab den installierten Messpunkten in VEIN der zeitliche Verlauf der Spannungsqualität hinsichtlich der Messgrößen Spannungseffektivwert, Gesamtoberschwingsgehalt THDu, Spannungsunsymmetrie und Langzeit-Flicker betrachtet werden. Im Folgenden werden die Wochenwerte der genannten Messgrößen im Zeitraum zwischen dem 30.07.2012 und dem 30.10.2017 aller Messstellen aufgezeigt. Dabei wird auf allfällige Erhöhungen in den Verläufen eingegangen.

3.1.1 PQ-Auswertung Spannungseffektivwert

In Abbildung 23 ist die Gesamtübersicht der Auswertung bezüglich der 95%-Spannungseffektivwerte (Wochenwerte) über alle in VEIN installierten Messstellen in besagtem Zeitraum aufgezeigt.

Während den fünf Jahren der Aufzeichnung der PQ-Messdaten sind vereinzelt auch Lücken in der Datenerfassung entstanden. Diese sind in der Gesamtübersicht als weisse Abschnitte erkennbar.

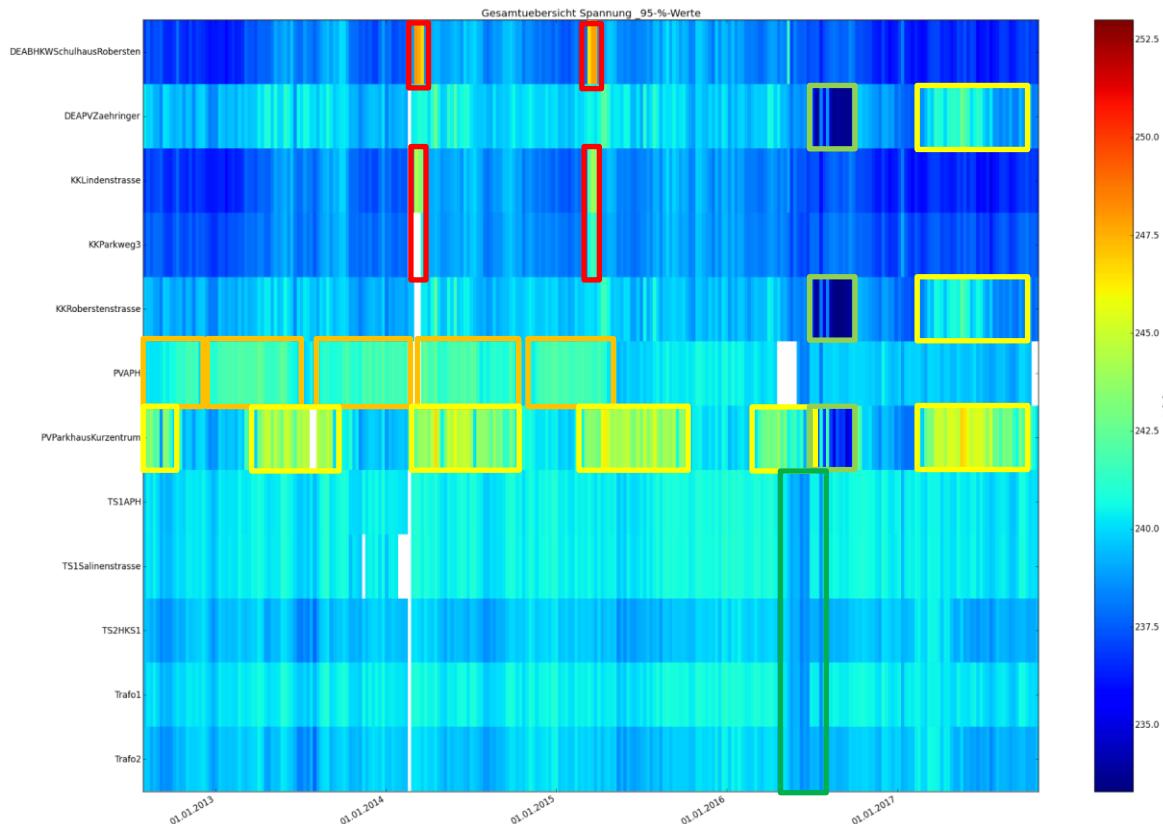


Abbildung 23: Gesamtübersicht der 95%-Spannungseffektivwerte



Anhand der Muster aus der Gesamtübersicht lassen sich einzelne Betriebszustände der DEA und grösstenteils auch die durchgeführten Tests gemäss dem Niveau des Spannungseffektivwerts erkennen.

Nachfolgende Legende in Tabelle 3 zeigt den Farbcode auf, welcher verwendet wurde um verschiedene Aktivitäten im Verlauf des Betriebs von VEIN zwischen 2012 und 2017 in der Grafik aus Abbildung 23 aufzuzeigen.

Farbe	Beschreibung
Rot	Betrieb BHKW Schulhaus Robersten
Gelb	Betrieb BHKW Alters- und Pflegeheim
Grün	Einspeisung PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum / Testläufe mobiler FU
Blau	Betrieb Längsregler und teilweise mobiler FU
Orange	Abschaltung Trafo 1 (zu Testzwecken)

Tabelle 3: Farblegende zu den Aktivitäten der DEA bezüglich Spannungseffektivwert

Aus der Abbildung 23 ist ersichtlich, dass Einspeisungen der DEA am jeweiligen Messpunkt eine Anhebung des Spannungsniveaus zur Folge haben. Dies kann sehr gut bei der Messstelle BHKW Schulhaus Robersten (oberste Zeile) beobachtet werden. Der Betrieb des BHKW im Schulhaus Robersten ist jedoch nicht nur bei der direkt beim BHKW installierten Messstelle zu erkennen, sondern auch bei den weiteren Messstellen KK Lindenstrasse und KK Parkweg 3 (3. und 4. Zeile von oben), welche dem selben Strang wie das BHKW zugeordnet sind.

Weiter sind auch die Einspeisungen der DEA BHKW im Alters- und Pflegeheim (6. Zeile von oben) und aufgrund der grossen installierten elektrischen Leistung von 60 kWp der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum (7. Zeile von oben) deutlich zu erkennen. Die Auswirkung der Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum, ist bei der nahe gelegenen Messstellen KK Roberstenstrasse (5. Zeile von oben) und PVA WBGZ (2. Zeile von oben) zu beobachten, dies vor allem im Sommer des Jahres 2017.

Zu den Einspeisungen der DEA, resp. den Erhöhungen des Spannungsniveaus aufgrund der Aktivitäten der DEA, sind auch grössere Reduzierungen des Spannungsniveaus aus der Abbildung 23 zu erkennen. Deutlich zu entnehmen ist dies bei der KK Roberstenstrasse und den PV-Anlagen Parkhaus Kurzentrum und WBGZ während den Testläufen mit dem Längsregler im Sommer / Herbst des Jahres 2016. Eine Absenkung des Spannungsniveaus ist auch bei der Abschaltung einer der beiden Trafos in der TS Kreuzmatt ersichtlich, wobei das NS-Netz in diesem Zeitraum ab einem Trafotransformator versorgt wurde. Die Abschaltung des Trafos erfolgte aufgrund von unterschiedlichen Testzwecken.

3.1.2 PQ-Auswertung Gesamtoberschwingungsgehalt

Identisch zu Kapitel 3.1.1 kann auch die Gesamtübersicht der Auswertung bezüglich des 95%-Gesamtoberschwingungsgehalts (Wochenwerte) über alle in VEiN installierten Messstellen in besagtem Zeitraum entsprechend Abbildung 24 aufgezeigt werden.

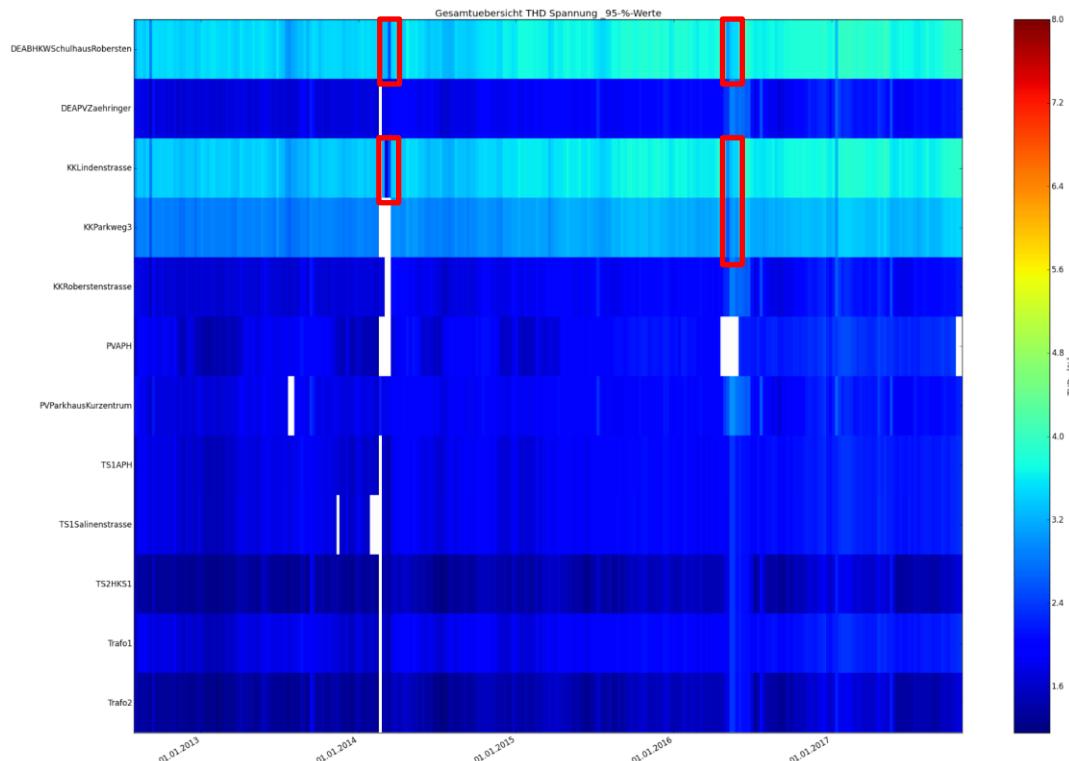


Abbildung 24: Gesamtübersicht des 95%-Gesamtoberschwingungsgehalts

Aus der Abbildung 24 ist ersichtlich, dass im ganzen VEiN-Netz der Gesamtoberschwingungsgehalt sehr niedrig ausfällt. Einzig im Strang Salinenstrasse ab dem Trafo 1 (Zeilen 1, 3 und 4 in der oberen Hälfte von Abbildung 24) sind im Vergleich etwas höhere Werte aufgezeichnet worden. Während den Langzeitauswertungen hat sich gezeigt, dass durch die DEA keine relevanten Erhöhungen des Gesamtoberschwingungsgehalts verursacht wurden. Bei den wenigen erfassten Erhöhungen können daher jeweils die Verbraucher als Verursacher genannt werden. Die höher ausgefallenen Werte im Strang Salinenstrasse haben sich durch die im Vergleich zum Strang Hermann-Keller-Strasse grösseren Aktivitäten der angeschlossenen Verbraucher ergeben. Dabei ist zudem feststellbar, dass auf dem Strang Salinenstrasse der durch die Verbraucher verursachte Gesamtoberschwingungsgehalt im Verlaufe der Jahre tendenziell zugenommen hat.

Die Auswertungen haben zudem gezeigt, dass beim Betrieb der BHKW im VEiN-Netz der Gesamtoberschwingungsgehalt sogar reduziert werden konnte. Dies ist am Beispiel des teilweise kurzzeitigen Betriebs des BHKW im Schulhaus Robersten in der Abbildung 24 in den rot markierten Umrahmungen erkennbar.

Bezüglich der Entwicklung der einzelnen harmonischen Spannungen fällt auf, dass die 15. und 21. Harmonischen zunehmen. Auch wenn die sehr tiefen Grenzwerte dieser beiden Harmonischen teilweise überschritten werden, hat dies keinen Einfluss auf die Stabilität des NS-Netzes.

3.1.3 PQ-Auswertung Spannungsunsymmetrie

In Abbildung 25 ist die Gesamtübersicht der Auswertung bezüglich der 95%-Spannungsunsymmetriewerte (Wochenwerte) über alle in VEIN installierten Messstellen in besagtem Zeitraum aufgezeigt.

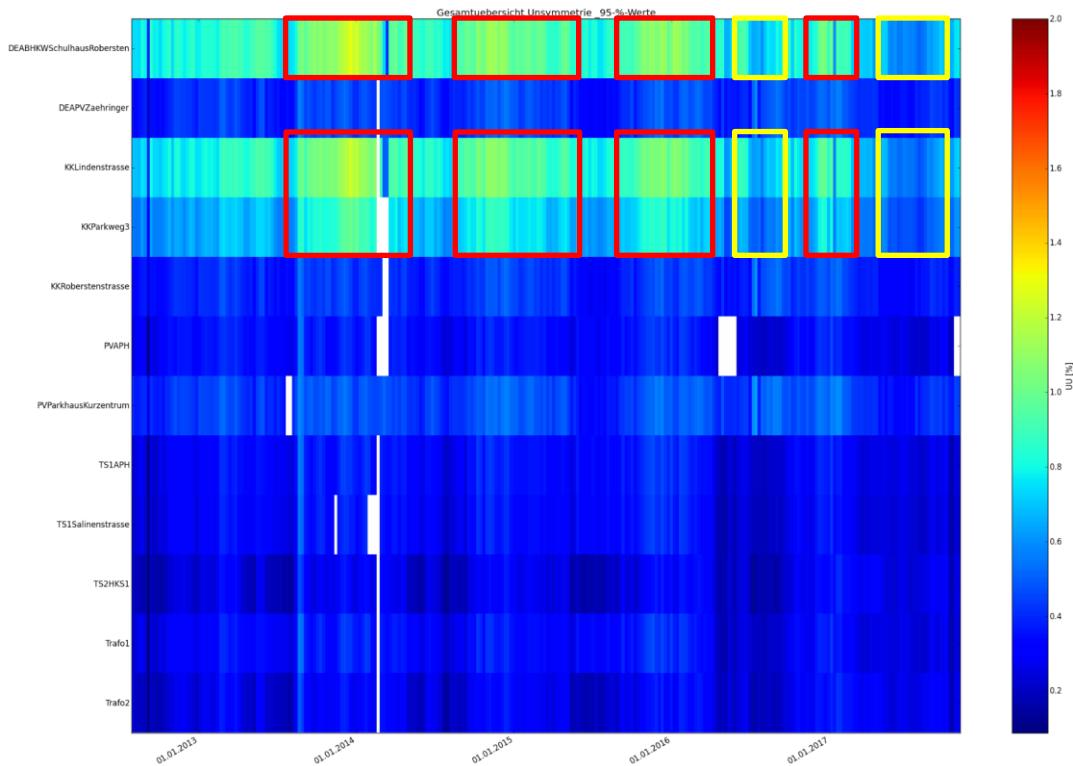


Abbildung 25: Gesamtübersicht der 95%-Spannungsunsymmetriewerte

Wie auch bei der Betrachtung des Oberschwingungsgehalts kann zu den Spannungsunsymmetriewerten gesagt werden, dass diese während des betrachteten Zeitraums über alle Messstellen gesehen keine auffälligen Erhöhungen erfahren haben. Wiederum ist zu erkennen, dass die Verbraucher im Strang Salinenstrasse deutlich aktiver sind und aus diesem Grund bei den Messstellen BHKW Schulhaus Robersten, KK Lindenstrasse und KK Parkweg 3 im Vergleich zu den weiteren Messstellen etwas erhöhte Werte aufzeigen.

Zudem ist zu erkennen (signalisiert mit roten Kästen), dass über die jeweiligen Wintermonate der aufgezeichneten Jahre im Strang Salinenstrasse und besonders bei den Messstellen BHKW Schulhaus Robersten und KK Lindenstrasse der Wert der Unsymmetrie zunimmt. Dabei kann diese Tatsache mit dem deutlich höheren Verbrauchsverhalten der angeschlossenen Verbraucher über die Wintermonate begründet werden.

Weiter kann der Grafik entnommen werden, dass in den Sommermonaten, wiederum bezüglich der Messstellen im Strang Salinenstrasse, der letzten beiden Jahre 2016 und 2017 im Vergleich zu den Jahren 2012 – 2015 die Werte der Unsymmetrie deutlich geringer ausgefallen

sind (signalisiert mit gelben Kästen). Hierbei werden jedoch nicht die Aktivitäten der DEA für die Reduzierung der Verläufe der Spannungsunsymmetrie verantwortlich gemacht. Somit können die aufgezeichneten Reduzierungen nur den Verbrauchern zugeordnet werden.

Allgemein hat sich gezeigt, dass mit dem Betrieb von einphasigen DEA (PV-Anlagen Parkhaus Kurzentrum und Alters- und Pflegeheim) eine unsymmetrische Einspeisung in das VEiN-Netz möglich ist, was im Rahmen des Projektes getestet wurde. Der Grad der Unsymmetrie hat sich zwar erhöht, jedoch wurden die jeweiligen Grenzwerte nicht überschritten. Hinsichtlich der Gesamtauswertung der Spannungsunsymmetrie mit Betrachtung der Grafik in Abbildung 25 ist die Erhöhung, welche sich durch die einphasige Einspeisung ergeben hat, nicht erkennbar, weil die Auflösung mit der Darstellung der Wochenmittelwerte zu gering ist.

3.1.4 PQ-Auswertung Langzeit-Flicker

Aus der Abbildung 26 ist die Gesamtübersicht der Auswertung bezüglich der 95%-Langzeit-Flicker-Werte (Wochenwerte) über alle in VEiN installierten Messstellen in besagtem Zeitraum aufgezeigt.

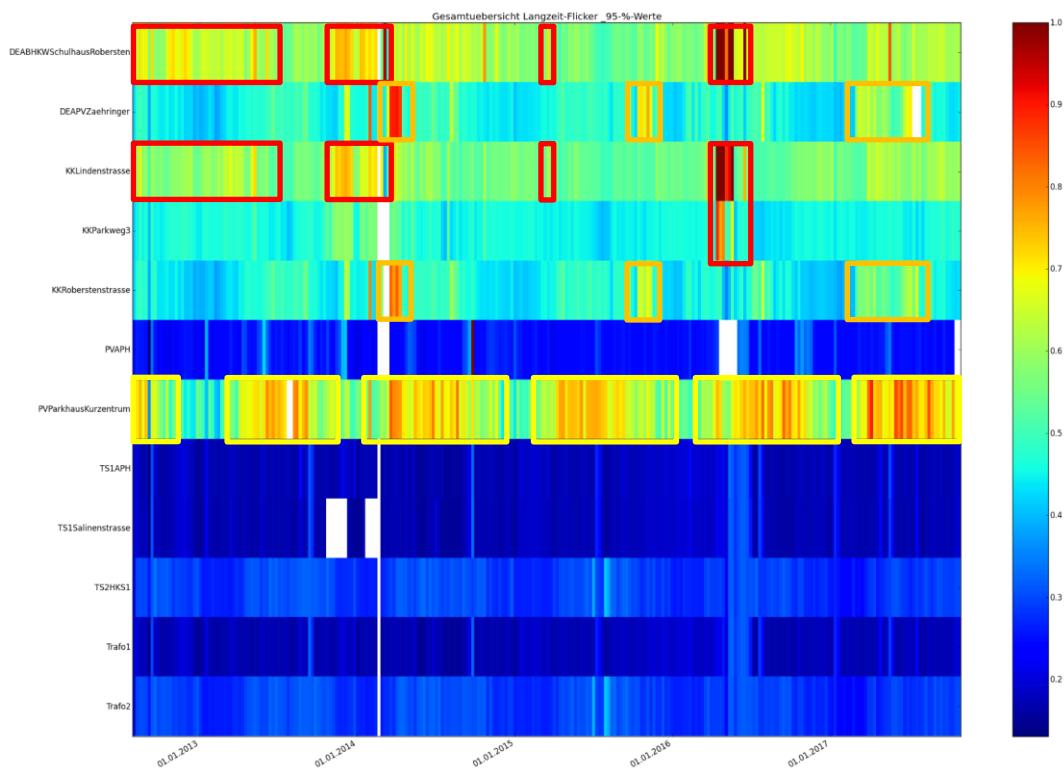


Abbildung 26: Gesamtübersicht der 95%-Langzeit-Flicker-Werte

Der Abbildung 26 kann bezüglich der Messstelle PV Parkhaus Kurzentrum (7. Zeile von oben) mit den erhöhten Langzeit-Flicker-Werten deutlich der Betrieb, resp. die Einspeisung der PV-Anlage entnommen werden (markiert durch die gelben Umrahmungen). Hinsichtlich des Betriebs der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum und des erhöhten Flickeraufkommens konnte erkannt werden, dass der starke Anstieg der Flickerwerte bei maximaler Einspeisung aufgrund eines Fehlers in der Steuerung der Wechselrichter eingetreten ist. Dieser Fehler bewirkte, dass der eingespeiste Stromsinus nicht immer synchron zur Spannung verläuft.



Allgemein kann jedoch gesagt werden, dass durch die während dem gesamten Projektverlauf vorgenommenen Schalthandlungen oder Regelungen zur Spannungshaltung keine massiven Erhöhungen der Flickerverläufe verursacht wurden. Auch grössere Leistungsschwankungen bei der Einspeisung der PV-Anlagen aufgrund von wechselhafter Bewölkung verursachten keinen relevanten Anstieg der Flickerwerte.

Die roten Umrahmungen in der Abbildung 26 signalisieren teilweise den Betrieb des BHKW im Schulhaus Robersten. Auch hier kann wiederum erkannt werden, dass die erhöhten Flickerwerte auch bei den im selben Strang installierten Messstellen KK Lindenstrasse und KK Parkweg 3 ersichtlich sind. Weshalb die erhöhten Flickerwerte nur teilweise dem Betrieb des BHKW zugeordnet werden können, ist bei den Auswertungen der Messstellen der Jahre 2015 und 2016 im Detail erläutert. Zwar konnte in den Zeiträumen des Betriebs des BHKW Schulhaus Robersten erkannt werden, dass erhöhte Flickerwerte auftreten, dieses jedoch nicht immer mit den exakten Zeitpunkten des Betriebs des BHKW übereinstimmen. Hierbei wird vermutet, dass in solchen Fällen der Betrieb der installierten Verbraucher, vor allem derjenigen im Strang Salinenstrasse, für die erhöhten Flicker verantwortlich gemacht werden können. Beispielsweise können die Erhöhungen, welche im Jahr 2013 aufgezeichnet wurden, nicht dem Betrieb des BHKW Schulhaus Robersten zugeordnet werden, weil in diesem Jahr kein Einsatz des BHKW verzeichnet worden ist.

Zu den orange markierten Erhöhungen der Flickerverläufe kann gesagt werden, dass bezüglich der Erhöhungen, welche im Jahr 2015 und 2017 aufgezeichnet wurden, nicht die DEA direkt verantwortlich gemacht werden können. Gemäss den Auswertungen der Messstellen konnten keine relevanten Schalthandlungen oder hohe wechselnde Leistungseinspeisungen bezüglich der PV-Anlage Zähringer während den genannten Zeitbereichen festgestellt werden. Daraus kann der Schluss gezogen werden, dass wiederum die Verbraucher für die aufgezeichneten Erhöhungen der Flicker verantwortlich sind. Zu den Erhöhungen, welche im Jahr 2014 erkannt werden können, lässt sich identische Aussagen machen. Auch zu diesem Zeitpunkt konnten keine relevanten Vorkommnisse seitens der DEA, sei es durch wechselnde Leistungseinspeisungen oder durch explizite Tests, festgestellt werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass zu einem grossen Teil die erhöhten Flickerwerte durch die Verbraucher verursacht wurden. Jedoch konnte dies, vor allem aufgrund der Auswertungen der Messstellen der Jahre 2015 und 2016, nicht immer eindeutig bestätigt werden, weil in vielen Situationen auch der Betrieb der DEA einen Einfluss auf die Flicker ausgeübt haben könnten. Einzig eindeutig der DEA zuzuordnen sind die Erhöhungen der Flickerwerte bei der Messstelle PV Parkhaus Kurzentrum aufgrund des Fehlers in der Steuerung der Wechselrichter.

3.2 PQ-Auswertungen der Jahre 2015 und 2016

Die permanent betriebenen PQ-Messstellen im NS-Netz Kreuzmatt in Rheinfelden lieferten über mehrere Jahre Messdaten zur Spannungsqualität. Diese sind für die Jahre 2015 und 2016 im Detail nach SN EN 50160:2010 ausgewertet worden (siehe Anhang 9). Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf dem Einfluss der verschiedenen DEA auf die Spannungsqualität. Genauer betrachtet werden spontan durch den Betrieb der DEA hervorgerufene Unregelmässigkeiten, die im Netz zu Veränderungen der Spannungsqualität führten, und nicht durch Tests oder bewusst ausgeführten Handlungen verursacht wurden. Die Auswertung der Messdaten erfolgte mit den Programmen GridVis und PQoverview. Bei der Betrachtung der Qualitätskriterien sind



Einschränkungen und Erweiterungen vorgenommen worden, um die relevanten Auswirkungen zu erkennen. Beispielsweise wurde bei der Spannung als einzige die 3. Harmonische ausgewertet und es werden auch der Strom- und der Leistungsverlauf betrachtet. Damit die zu untersuchende Datenmenge vertretbar reduziert werden konnte, hat man sich auf die Untersuchung von Extremwertsituationen beschränkt. Im Folgenden werden die Auswertung der Messstellen für die beiden Jahre 2015 und 2016 aufgezeigt und erläutert.

3.2.1 Auswertung der Messstellen des Jahres 2015

Für das Jahr 2015 werden als Extremwertsituationen Tage bezeichnet, an welchen mehr als neun PQ-Ereignisse einen definierten Schwellwert überschreiten. Insgesamt gab es 22 Tage, an denen neun oder mehr Ereignisse registriert wurden (Abbildung 27). Die maximale Anzahl an Ereignissen im Jahr 2015 beträgt 36 pro Tag. Festzuhalten ist, dass ein Ereignis an mehreren Messstellen registriert werden kann und so auch mehrmals in die Auswertung aufgenommen wird. Dies führt dazu, dass Ereignisse mit grossem Einfluss auch stärker gewichtet werden.

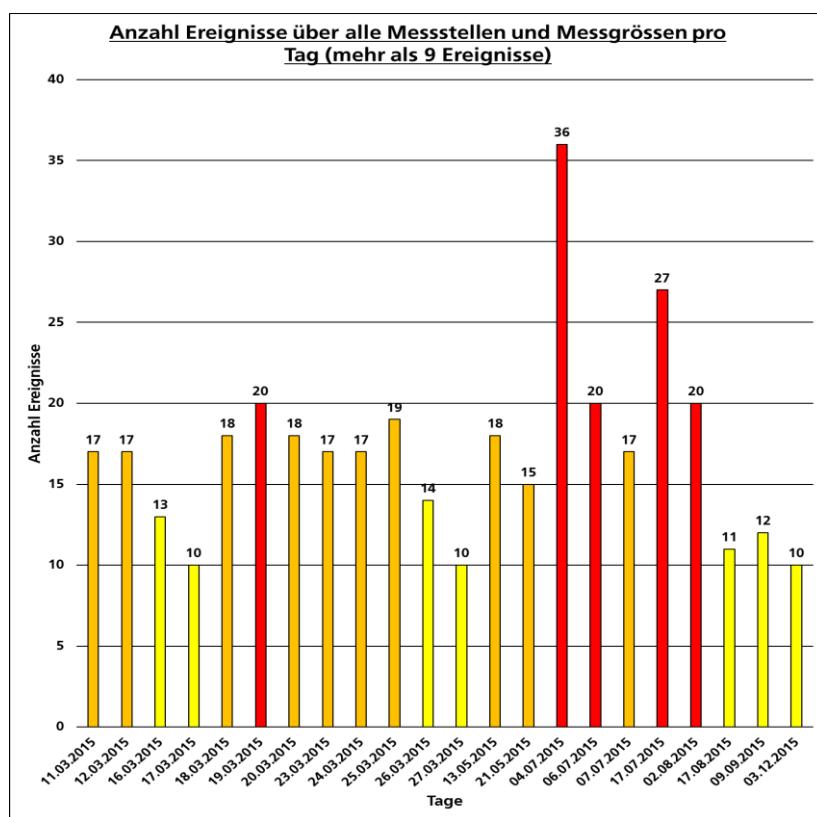


Abbildung 27: Anzahl Ereignisse über alle Messstellen und Messgrößen pro Tag (mehr als neun Ereignisse)

Die im Detail untersuchten Extremwertsituationen sind hauptsächlich durch bewusste Schalthandlungen und Tests im NS-Netz hervorgerufen worden. Dabei resultierten sowohl positive Effekte, wie die Reduktion des THDu, als auch negative, beispielsweise die Erhöhung der Leistungsspitze und der 3. Spannungsharmonischen. Zur Reduktion von THDu und zu vereinzelten Zeitpunkten der 3. Spannungsharmonischen hat der Betrieb der BHKW und des mobilen

Frequenzumformers geführt. Zwischen dem Kurzzeitflicker und der Betriebsdauer der PVA auf dem Parkhaus-Kurzentrum kann eine Abhängigkeit erkannt werden. Weiter sind Ereignisse aufgezeichnet worden, die aufgrund von Ausfällen von Messdatenaufzeichnungen oder von fehlerhaften Messungen der Messgeräte registriert wurden. Die grosse Mehrheit der Ereignisse konnte den lokalen Verbrauchern und den Rückwirkungen aus der übergeordneten Netzebene zugeordnet werden. Die Auswertung und Zuordnung der gemessenen Ereignisse vom 04.07.2015 zu den Messstellen ist in Abbildung 28 ersichtlich.



Abbildung 28: Übersicht Messgrößen pro Messstelle am 04.07.2015 in der TS Kreuzmatt in Rheinfelden (Quelle Karte: Google Maps)

Abschliessend kann die Aussage gemacht werden, dass das NS-Netz in der TS Kreuzmatt weder durch den Betrieb der DEA noch durch die Aktivitäten der Verbraucher oder durch die Tests oder Schalthandlungen negative Auswirkungen erfahren und somit die Qualität des Netzes keine markanten Einbussen aufgezeigt hat. Wie schon in den vorhergehenden Untersuchungen gezeigt werden konnte, ist die Ausbaugrenze der Einspeisung bzgl. des Einsatzes der DEA nicht oder nur an einzelnen Verknüpfungspunkten erreicht.

3.2.2 Auswertung der Messstellen des Jahres 2016

Die Auswertung der Messstellen des Jahres 2016 erfolgte im ähnlichen Stil wie für die Auswertung der Messstellen des Jahres 2015. Die Untersuchungen erfolgten wiederum durch das Aufzeigen der einzelnen Extremwertsituationen, welche am spezifisch betrachteten Tag über alle



Messstellen in VEIN aufgezeichnet wurden. Wurde während der Aufnahme der Extremwertsituationen erkannt, dass es sich bei den Ereignissen um wiederholende oder auch langfristige Ereignisse handelt, sind diese zusammengefasst und vor der Auswertung der einzelnen Tage separat abgehandelt worden. Eine Übersicht der ausgewerteten Langzeitereignisse des Jahres 2016 ist aus Abbildung 29 ersichtlich.

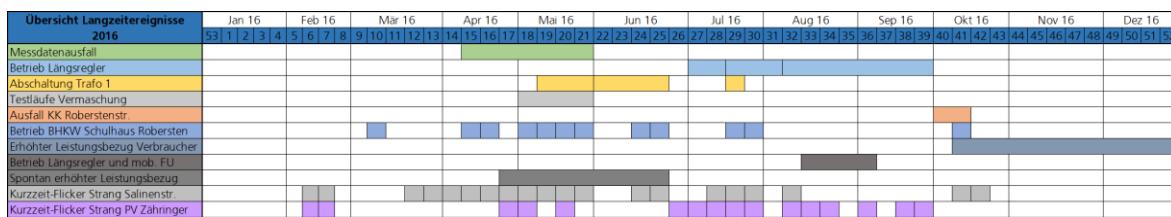


Abbildung 29: Übersicht Langzeitereignisse 2016

Weiter wurden für das Jahr 2016 diejenigen Tage ausgewertet, an welchen mehr als fünf PQ-Ereignisse einen definierten Schwellwert überschreiten. Insgesamt wurden mehr als 30 Ereignistage zur Auswertung ausgewählt (Abbildung 30).

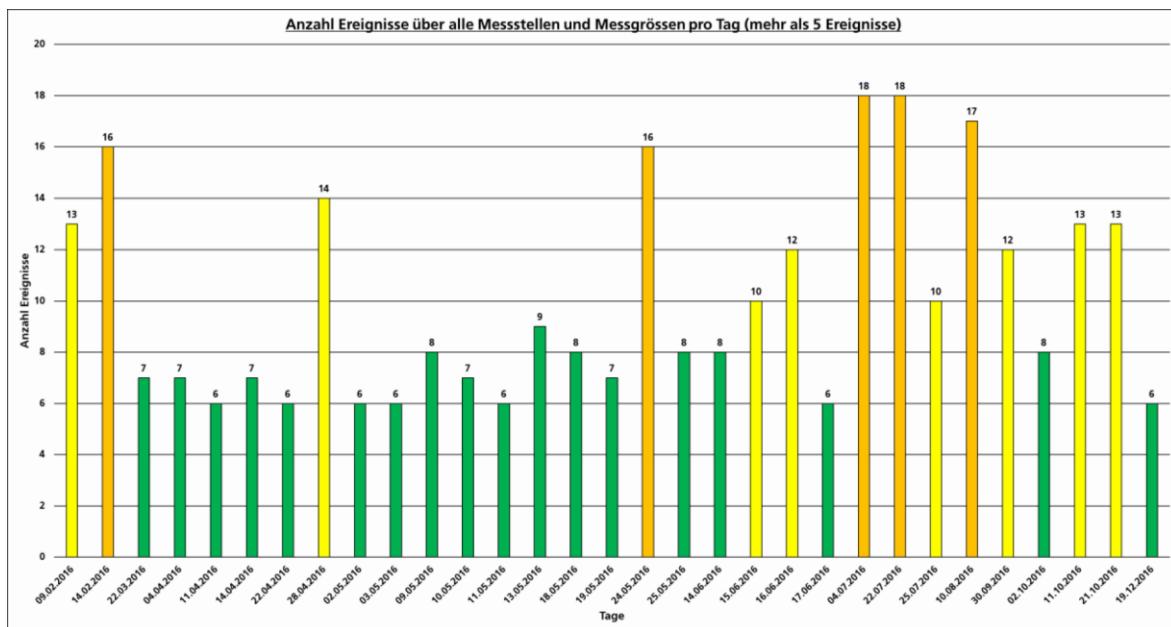


Abbildung 30: Anzahl Ereignisse über alle Messstellen und Messgrößen pro Tag (mehr als fünf Ereignisse)

Die Auswertungen der aufgezeichneten Langzeitereignisse hat gezeigt, dass es unterschiedliche Gründe für die registrierten Extremwertsituationen gegeben hat. Die Langzeitereignisse sind dabei teilweise durch Tests (Vermischung, Längsregler, mobiler FU) oder Betrieb BHKW oder direkte Schalthandlungen (Abschaltung eines Trafos oder einer KK) im NS-Netz hervorgerufen worden. Weiter wurden jedoch auch Langzeitereignisse aufgezeichnet, welche aufgrund eines Messdatenausfalls registriert wurden. Eine weitere Kategorie, welcher die registrierten Ereignisse zugeordnet werden können, sind die Verbraucher. Hinsichtlich der aufgezeichneten



Grenzwertüberschreitungen bei der Auswertung der Langzeitereignisse kann gesagt werden, dass Überschreitungen nur durch direkte Schalthandlungen oder Tests im NS-Netz hervorgerufen wurden.

Ähnliches gilt auch für die Auswertungen der einzelnen Ereignistage. Auch hier hat sich gezeigt, dass es verschiedene Gründe für das Eintreten der Ereignisse gegeben hat. Der am häufigsten genannte Grund, weshalb die Ereignisse registriert wurden, sind Tests und Schalthandlungen. Die Extremwertsituationen wurden verursacht durch die Tests mit den beiden BHKW, dem Ein-Ausschaltung einer KK oder eines Trafos sowie durch Schalthandlungen in der MS-Ebene, welche Auswirkungen auf die NS-Ebene haben. Weiter sind viele Ereignisse aufgrund der Aktivitäten der Verbraucher im NS-Netz aufgezeichnet worden. Vereinzelt hat es auch spontane Aktivitäten der DEA gegeben, welche teilweise Ereignisse hervorgerufen haben. Hinsichtlich der Grenzwertüberschreitungen für die Ereignisse der einzelnen Ereignistage lässt sich für die Messgröße Langzeit-Flicker sagen, dass der Grenzwert gemäss SN EN 50160:2010 während des Jahres 2016 einige Male überschritten wurde. Jedoch ist auch, wie bei den Langzeitereignissen, zu erwähnen, dass die Überschreitungen des Grenzwerts aufgrund der Aktivitäten der Verbraucher oder der durchgeföhrten Tests geschehen sind und nicht durch spontane Aktivitäten der DEA. Hinsichtlich der Ereignisse, welche sich aufgrund von spontanen Aktivitäten von DEA ergeben haben, lässt sich sagen, dass nur eine sehr kleine Anzahl solcher Ereignisse registriert worden ist, zumal nur wenige spontane Aktivitäten oder auffällige Ausreisser der DEA beobachtet werden konnten. Diese Ereignisse hatten keinen negativen Einfluss auf das NS-Netz. Aufgrund der spontanen Aktivitäten wurden keine Grenzwertüberschreitungen nach SN EN 50160:2010 festgestellt.

Somit lässt sich für die registrierten Langzeitereignisse und auch für die einzelnen ausgewerteten Ereignisstage die Aussage machen, dass die DEA im NS-Netz keinen negativen Einfluss auf die Spannungsqualität ausgeübt haben. Im Gegenteil dazu konnte wie schon bei den Auswertungen des Jahres 2015 beobachtet werden, dass mit dem Betrieb der BHKW und auch mit dem Betrieb des mobilen FU der Anteil der 3. Spannungsharmonischen und somit auch der Anteil der THDu deutlich reduziert werden konnte. Dies entspricht sogar einer Verbesserung der Netzqualität, die mit den DEA erreicht wird.

Die Auswertungen haben gezeigt, dass das NS-Netz im Jahr 2016 hinsichtlich der Aktivitäten der Verbraucher oder der Tests und Schalthandlungen, sei dies im VEIN-Netz selbst oder aus der übergeordneten Netzebene, negative Auswirkungen erfahren hat und die Qualität des Netzes somit während kurzzeitigen Abschnitten gewisse Einbussen erleiden musste. Jedoch ist diesbezüglich zu erwähnen, dass der negative Einfluss auf die Qualität des Netzes nicht durch den eigentlichen Betrieb, sprich durch spontane Aktivitäten der DEA, beeinträchtigt worden ist. Überdies hat sich gezeigt, dass die jeweiligen Grenzwerte der Messgrößen nach SN EN 50160:2010 nur durch den Verbrauch bedingte Ereignisse überschritten wurden.



4 WISSENSCHAFTLICHE BEGLEITUNG

4.1 Übersicht zur wissenschaftlichen Begleitung

Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung des Projektes VEiN wurden mehrere Kontakte zu Hochschulen und weiteren Institutionen aufgebaut und gepflegt. Die engste Zusammenarbeit erfolgte dabei mit der Berner Fachhochschule BFH in Biel. Die BFH Biel führte für VEiN mehrere Studien und Netzsimulationen durch. Sie klärte die Risiken für einzelne Tests basierend auf den Netzsimulationen ab und beteiligte sich an den meisten Tests mit zusätzlichen Messeinrichtungen und der anschliessenden Auswertung und Beurteilung der Messdaten.

Weitere Zusammenarbeiten, jedoch lediglich auf theoretischer Ebene, erfolgten mit den Fachhochschulen Nordwestschweiz (FH NWS) Wirtschaft in Olten und Technik in Windisch, bezüglich der Entwicklung von Vorhersagen für die Produktion von PV-Anlagen basierend auf Messungen im näheren Umfeld der jeweiligen PV-Anlage.

In vereinzelt durchgeführten Treffen mit mehreren Vertretern der Hochschulen in der Schweiz wurden Ideen und Forschungsanträge für eine Umsetzung in VEiN eingebracht. Davon konnten nur vereinzelte umgesetzt werden, da die meisten Anträge für eine Umsetzung im Pilotnetz VEiN noch zu wenig konkret, resp. zu wenig ausgereift waren, um im NS-Netz von VEiN eingesetzt werden zu können.

In einer intensiven Zusammenarbeit mit der Fachhochschule Sitten HES SO wurde der mobile Frequenzumformer (FU) geplant und realisiert. Mit dem mobilen FU hat VEiN ein neues Netz-element erstellt, das es bisher in dieser Art zum Test von dezentralen Einspeisungen noch nicht gegeben hat. Zudem ist der mobile FU nicht auf den Einsatz im NS-Netz von VEiN beschränkt, sondern kann in einem beliebigen 400 V Netz eingesetzt werden.

Das NS-Netz VEiN mit seiner Infrastruktur zur Überwachung und Steuerung konnte der ABB Technikerschule in Baden für eine Diplomarbeit zur Entwicklung und dem Test von Algorithmen zur Spannungsregelung mit den verfügbaren dezentralen Einspeisungen zur Verfügung gestellt werden.

4.2 Aktivitäten der BFH Biel

Zusätzlich zur Teilnahme und den Auswertungen von Tests hat die BFH Biel folgende Aktivitäten und Studien im Rahmen von VEiN durchgeführt (siehe Anhang 8).

4.2.1 Blindleistungsverhalten von PV-Anlagen

Aus Messungen bei den PV-Anlagen ging hervor, dass die PV-Anlagen in der Nacht Blindleistung ins Netz einspeisen und tagsüber, wenn die PVA Wirkleistung einspeisen, zusätzlich Blindleistung beziehen, wie dies aus Abbildung 31 ersichtlich ist.

Die Abklärung mit einem Lieferanten von Wechselrichter (WR) für PV-Anlagen hat ergeben, dass in der Nacht, wenn die WR ausgeschaltet sind, lediglich ein EMV-Filter ans Netz ange schlossen ist. Bei den EMV-Filtern überwiegt im Leerlauf der kapazitive Anteil, so dass Blindleistung ins NS-Netz eingespeist wird.

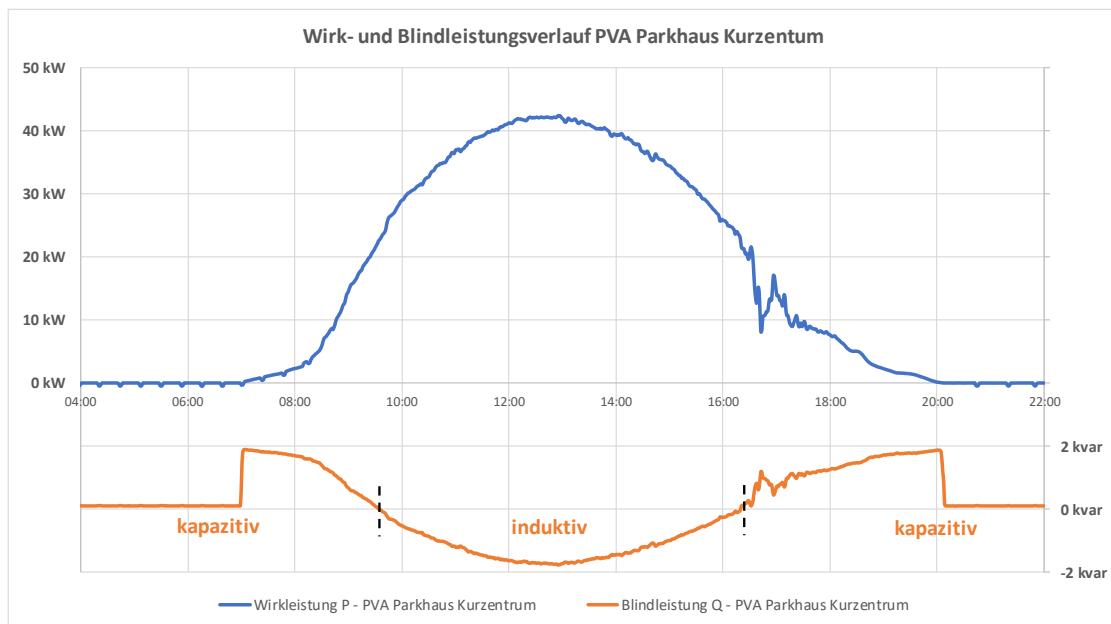


Abbildung 31: Wirkleistungsverlauf (blaue Kurve; 10 kW pro Einheit) und Blindleistungsverlauf (orange Kurve; 2 kvar pro Einheit) der PVA Parkhaus vom 10.04.2017

Sobald die WR tagsüber aufgrund der Sonneneinstrahlung aktiviert werden, nimmt der kapazitive Anteil zu, so dass sich die Blindleistungseinspeisung ins NS-Netz erhöht. Mit der Zunahme der Produktion im Verlaufe des Tages überwiegt der induktive Anteil der WR, so dass die PV-Anlage Blindleistung bezieht. Im Verlaufe des Nachmittags, im Zusammenhang mit der Reduktion der PV-Produktion, nimmt der Bezug von Blindleistung wieder ab, um abends wiederum Blindleistung einzuspeisen.

4.2.2 Messkampagne der BFH Biel und der Uni Dresden

Im September 2013 führte die BFH Biel zusammen mit der Uni Dresden eine umfassende Messkampagne mit insgesamt 23 Messgeräten durch, um die Spannungsqualität gemäss SN EN 50160:2010 im NS-Netz von VEIN zu überwachen.

Die Analyse der Messwerte zeigte, dass trotz der teilweise langen Stränge im NS-Netz von VEIN keine massiven Grenzwertverletzungen aufgetreten sind. Die erhöhten Werte der harmonischen Schwingungen sind nicht zuletzt auch auf die tiefen Grenzwerte der entsprechenden Schwingungen zurückzuführen. Im Strang Richtung Schulhaus ist mit grösster Wahrscheinlichkeit die hohe Netzimpedanz zum Anschlusspunkt der Grund der Grenzwertverletzung. Es wird vermutet, dass gerade die Spannungsänderung und der Flicker mit dem Betrieb des BHKW im Schulhaus Robersten etwas reduziert werden kann. Weiter ist zu erkennen, dass die PVA Parkhaus Kurzentrum Flicker produziert und sich die Spannungsanhebung nahe am Grenzwert befindet. Wird ein Ausbau der PVA Parkhaus Kurzentrum angestrebt, so ist zu beachten, dass das Netz stabilisiert werden muss.

Die Auswertung der Messwerte zeigt, dass die Spannungsqualitätskriterien, wie das Spannungsniveau, die Spannungsharmonischen, die Spannungsunsymmetrie sowie die Flickerwerte teilweise erhöht sind, jedoch keine kritischen Werte erreichen. Aufgrund der Erkenntnisse aus



der Messkampagne sind der Einsatz eines RONT (Regelbarer Ortsnetztransformator) und geeignete Einsätze der Speicher zu prüfen.

Das in DigSilent erstellte Netzmodell des NS-Netzes von VEIN konnte basierend auf den Messwerten optimiert werden, so dass das Modell die Realität nun sehr gut abbildet.

Im Rahmen der Messkampagne wurden auch subsynchrone Schwingungen im Frequenzbereich < 50 Hz erfasst. Die subsynchronen Schwingungen sind der Fingerabdruck eines Versorgungsnetzes. Hat man genügend Informationen über das Netz, ist es möglich eine Schwingung einem bestimmten Element zuzuordnen. Grundsätzlich können die Schwingungen entsprechend ihrer Frequenz in verschiedene Gruppen gemäss Abbildung 32 eingeteilt werden.

Frequenz	Typisches Beispiel	
Einige mHz	Frequenzregler Turbinen Regler Leistungspendelungen durch Handel	Globale Ereignisse
0.1Hz - 1Hz	Inter-Area Oszillationen Gruppen von Synchronmaschinen im Zusammenspiel	
1Hz - Einige Hz	Einzelne Generatoren: Synchronmaschinen, Windgeneratoren Leistungselektronik im Regelverhalten.	lokale Ereignisse
10Hz - 50Hz	Subsynchrone Resonanzen Einflüsse von dynamischem Lastverhalten	

Abbildung 32: Frequenzgruppen der subsynchronen Schwingungen
(Unter dem Begriff «lokal» wird ein regionales Versorgungsnetz verstanden.)

Bei den subsynchronen Schwingungen werden bestimmte Muster von auftretenden Frequenzen als Moden bezeichnet. Diese können regelmässig in Gruppen oder einzeln auftreten. Allgemein werden sie gemäss Abbildung 32 eingeteilt.

In Rheinfelden kann das NS-Netz, wie aus Abbildung 33 ersichtlich, durch eine konstante Mode bei 12.5 Hz, eine Schwingung bei 30 Hz, die regelmässig von ca. 6:30 - 17:00 Uhr während den Werktagen auftritt und durch das Band um 25 Hz, welches unregelmässig im Wochenverlauf auftritt, charakterisiert werden. Die Frequenzen <2 Hz sind inter area oscillations. Auffallend sind die Frequenzmuster zwischen 15-19 Hz, die jeweils denselben Ursprung haben müssen (Abbildung 33, orange Markierungen).

Die konstante Oszillation bei 12.5 Hz ist eine subsynchrone Resonanz einer grösseren Maschine, eventuell des einspeisenden Generators oder Kraftwerks im vorgelagerten MS- oder HS-Netz.

Der Ursprung für die Oszillationen bei 25 Hz und 30 Hz sind grössere Maschinen, die eine Resonanz mit Lasten im Betrieb während den Werktagen erzeugen. Diese Maschinen können im NS-Netz von VEIN oder im vorgelagerten Verteilnetz platziert sein. Die Zusammenhänge der Moden mit dem Leistungs- und Spannungsverlauf über den Trafo 1, die PV-Anlage Parkhaus,

den HAK Migros und den HAK APH wurden untersucht. Es konnten jedoch keine eindeutigen Übereinstimmungen erkannt werden.

Systemrelevant sind subsynchrone Schwingungen erst, wenn deren Amplituden > 1%o betragen. Die diesbezüglichen Messungen im NS-Netz von VEIN haben gezeigt, dass die Amplituden jedoch weit unter dem systemrelevanten Grenzwert liegen. Die subsynchronen Schwingungen konnten erkannt werden, haben jedoch auf den Betrieb im NS-Netz von VEIN keinen Einfluss.

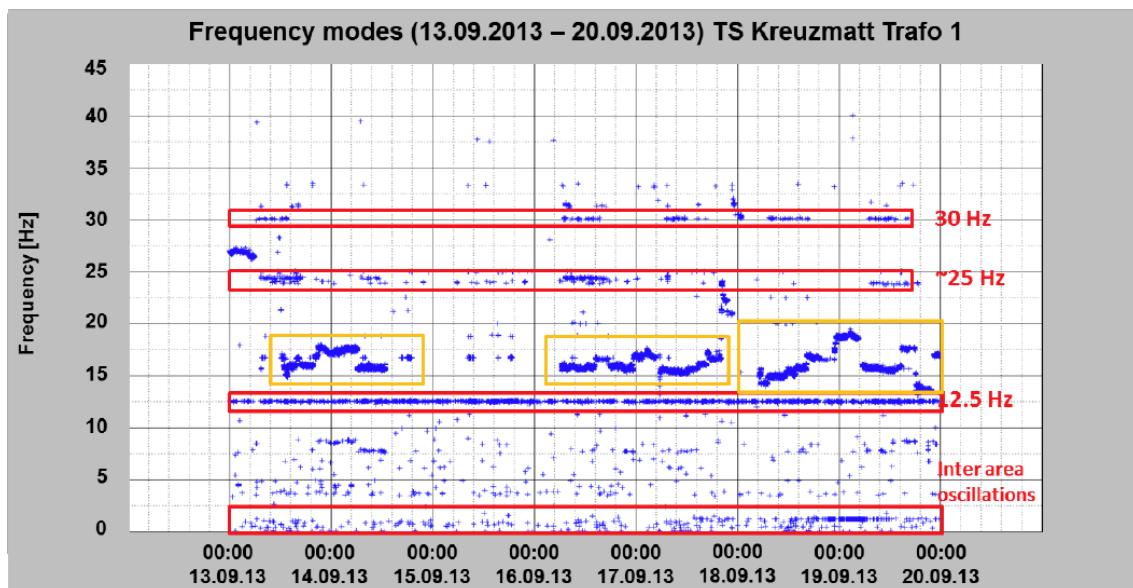


Abbildung 33: Frequenzabbild < 50 Hz mit Markierung der charakteristischen Moden

4.2.3 Optimierungsmöglichkeiten bei maximalem Ausbau der PV-Anlagen

Werden im NS-Netz von VEIN die aufgrund der Dachflächen maximal möglichen PV-Anlagen installiert, so sind bei einem idealen Sommertag eine maximale PV-Einspeisung von 768 kW im Netzteil des Trafo 1 und von 344 kW im Netzteil des Trafo 2, d.h. insgesamt 1'112 kW, möglich. Mit diesen maximal möglichen PV-Einspeisungen und einer auf den Messungen basierenden Last resultieren in der von BFH Biel im Jahre 2014 durchgeföhrten Simulation maximale Spannungen von 1.15 p.u. beim Anschlusspunkt des Schulhaus Robersten, resp. 1.12 p.u. beim Anschlusspunkt der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum. Diese maximalen Spannungen liegen über dem Grenzwert von 1.1 p.u., so dass Massnahmen ergriffen werden müssten, um den Spannungsanstieg bei der maximal möglichen PV-Einspeisung zu begrenzen.

Zur Reduktion des Spannungsanstiegs sind prinzipiell Netzverstärkungen, der Einsatz von Batteriespeicher, die Leistungsregelung bei den PV-Anlagen und der Einsatz von regulierenden Trafos (RONT) möglich. In der Simulation zur Optimierung bei maximalem Ausbau der PV-Anlagen hat die BFH Biel diese Möglichkeiten untersucht und die Ergebnisse zusammengestellt.

Mit angemessenen Netzverstärkungen an ausgewählten Stellen im NS-Netz können die Spannungserhöhungen reduziert werden. Wie aus Abbildung 34 ersichtlich ist, reicht eine angemessene Netzverstärkung nicht aus, damit der Spannungsgrenzwert nicht mehr überschritten wird.

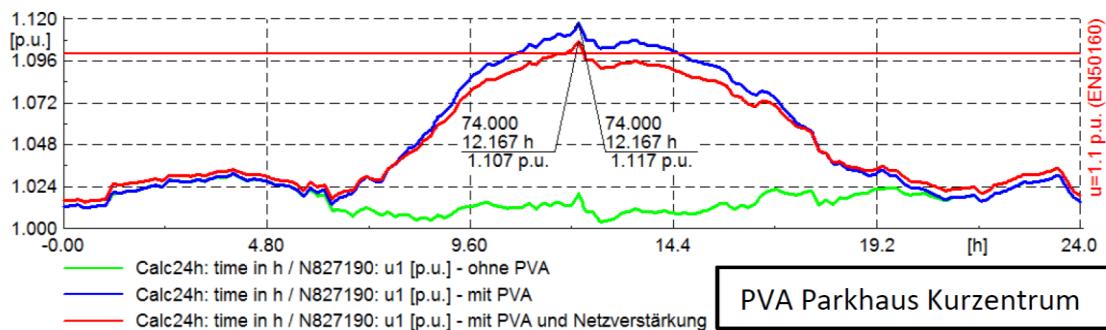


Abbildung 34: Spannungsverläufe PVA Parkhaus an einem idealen Sommertag ohne PVA, mit PVA sowie mit PVA und Netzverstärkung

Mit den real im NS-Netz von VEIN installierten elektrischen Speichern von 2 x 9 kW (2 x 10 kWh) im Alters- und Pflegeheim und 50 kW (25 kWh) im Mehrfamilienhaus WBGZ kann die Spannungsspitze an einem idealen Sommertag nicht reduziert werden, da aufgrund der geringen Speicherkapazität die Speicher bereits vor Erreichen des Spitzenwertes der Spannung vollständig geladen sind. Die Simulation mit einem fiktiven Speicher WBGZ, der das 12-fache der aktuellen Speicherkapazität, also 300 kWh beinhaltet, ist entsprechend Abbildung 35 eine Reduktion der Spannungsspitze möglich. Dabei muss das Speicherladen optimal über die Mittagszeit angesetzt werden. Das täglich erforderliche Entladen der Speicher soll in den Abend- und Morgenstunden erfolgen.

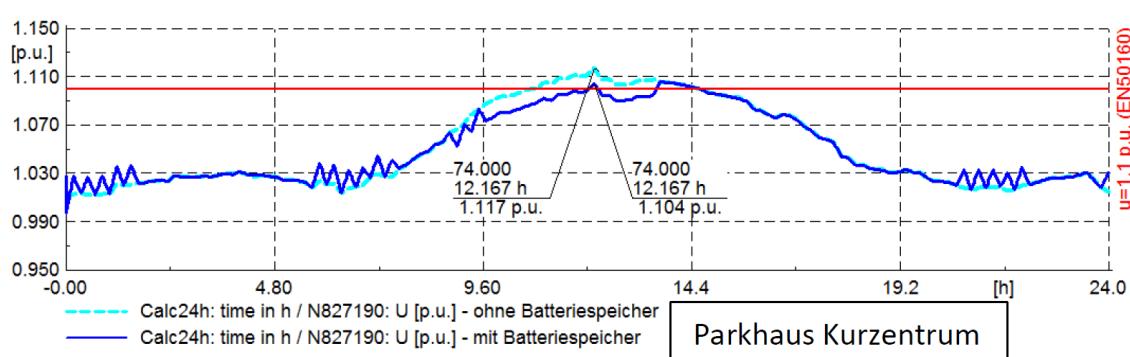
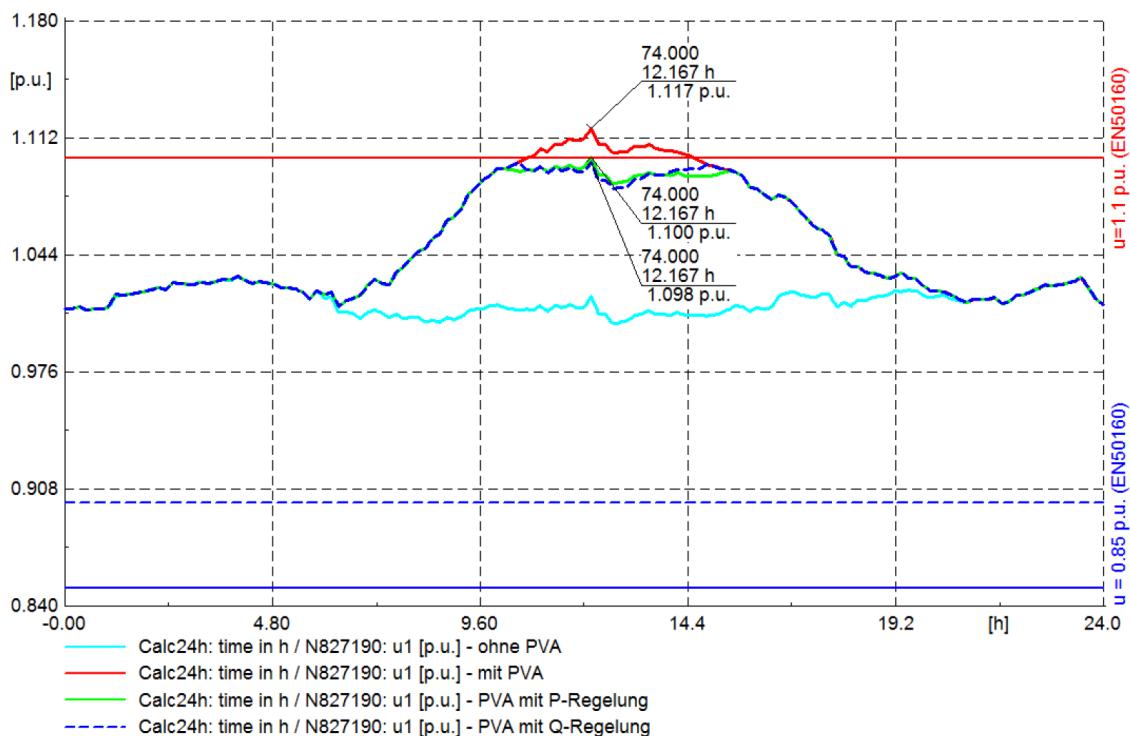


Abbildung 35: Spannungsverläufe PVA Parkhaus an einem idealen Sommertag ohne Batteriespeicher und mit fiktivem Batteriespeicher

Zur Reduktion der Spannungsspitze kann auch eine Wirkleistungs- oder Blindleistungsregelung der PV-Anlagen eingesetzt werden. Bei der Wirkleistungsregelung wird die maximale Produktion der PVA begrenzt, so dass an einem idealen Sommertag die Leistung der PVA auf 752 kW, also auf 68% der möglichen Maximalleistung begrenzt wird. Bei der Blindleistungsregelung wird die maximale Leistung der PVA nicht begrenzt, sondern die Wechselrichter der PVA beziehen aus dem NS-Netz insgesamt 366 kvar, um die Spannung abzusenken. Diese Blindleistung muss zusätzlich zum Blindleistungsbezug der Verbraucher von der Trafostation bezogen werden, sei dies ab dem Trafo oder ab NS-seitigen Blindleistungskompensationsanlagen.

Aus der Simulation geht entsprechend Abbildung 36 hervor, dass mittels Leistungsregelung bei den PV-Anlagen die Spannungsspitze an einem idealen Sommertag ausreichend reduziert wird, so dass der Spannungsgrenzwert nicht mehr überschritten wird. Bezuglich der Spannung ist es dabei nicht relevant, ob eine Wirkleistungs- oder eine Blindleistungsregelung eingesetzt wird. Die Auswirkungen für den Verteilnetzbetreiber sind jedoch unterschiedlich. Bei einer Wirkleistungsregelung zur Spannungsreduktion kann davon ausgegangen werden, dass der Betreiber der PVA vom Verteilnetzbetreiber für die entgangene Stromproduktion entschädigt werden möchte. Bei einer Blindleistungsregelung werden die Komponenten des Verteilnetzes stärker belastet und zudem muss zusätzliche Blindleistung zur Verfügung gestellt werden, was für den Verteilnetzbetreiber auch Kosten verursachen kann, sei dies für den Mehrbezug beim Vorlieger oder für die Bereitstellung von Blindleistungskompensationsanlagen in der Trafostation.



Mit einem regulierenden Trafo (RONT) kann der Spannungsanstieg ebenfalls reduziert werden. Der optimale Referenzpunkt im NS-Netz für die Spannungsregelung muss dabei gefunden werden. Die Problematik der Spannungsregelung mit dem RONT liegt darin, dass die Spannung auf NS-Strängen mit viel PVA im gewünschten Masse reduziert werden kann, jedoch darf die Spannung auf NS-Strängen mit lediglich Verbrauchern nicht zu tief abgesenkt werden. Aus Abbildung 37 geht dabei hervor, dass bei der Optimierung der Spannungsregelung mit dem RONT ein Sollwert gefunden werden muss, bei dem die Reduktion der Spannung nur soweit erfolgt, dass in keinem Punkt im Netz an NS-Strängen ohne dezentrale Einspeisungen die Spannung unter den Spannungsgrenzwert gemäss SN EN 50160:2010 fällt.

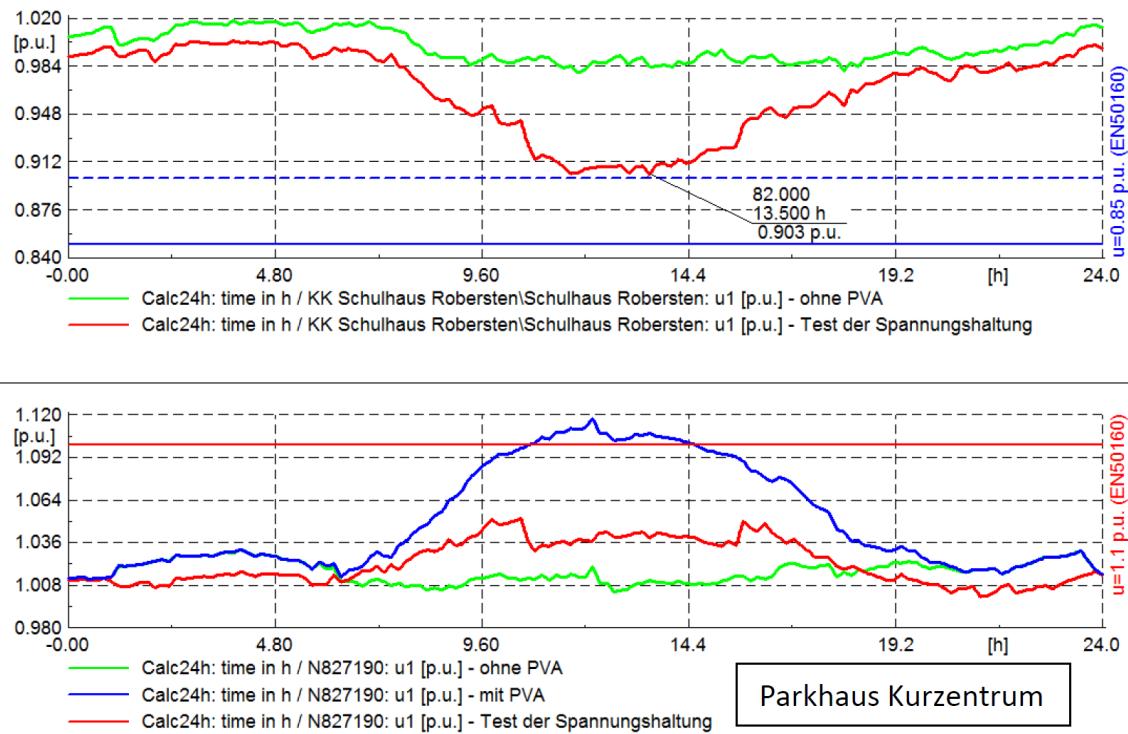


Abbildung 37: Spannungsverläufe PVA Parkhaus Schulhaus Robersten an einem idealen Sommertag ohne PVA, mit PVA und Simulation mit RONT

Grafik oben: Schulhaus Robersten – NS-Strang ohne PVA

Grafik unten: PVA Parkhaus – NS-Strang mit PVA

Welcher der vier in den Simulationen untersuchten Möglichkeiten zur Optimierung der Spannung bei einem maximalen oder sehr grossen Ausbau eine NS-Netzes mit PVA am besten geeignet ist, wird jeweils von der konkreten Situation abhängen. So weist jede der Möglichkeiten Vor- und Nachteile auf und ist mit Zusatzkosten verbunden.

4.2.4 Maximale Belastung und Verluste im NS-Netz von VEiN

Mit umfangreichen Berechnungen in mehreren Szenarien basierend auf Messwerten wird durch Skalierung die maximale Belastung des NS-Netzes von VEiN ermittelt, so dass die bestehenden Transformatoren maximal ausgelastet werden. Um diesen Zustand mit einem gesamten Tagesverbrauch im NS-Netz von 18.6 MWh erreichen zu können, sind vereinzelt Netzverstärkungen erforderlich, so dass keine dauernden Überlastungen im NS-Verteilnetz auftreten. Die maximalen Verluste im gesamten NS-Netz von VEiN inkl. der beiden Transformatoren betragen dabei 476 kWh pro Tag, d.h. ca. 2.6% des skalierten maximalen Verbrauchs.

Für die Simulation des Einflusses der Einspeisung ab PV-Anlagen auf die Verluste im Verteilnetz wurde von einem Tagesverbrauch von 11.2 MWh ausgegangen. Dabei betragen die Tagesverluste ohne PV-Produktion 215 kWh, d.h. 1.9% des Verbrauchs. Bei diesem Verbrauch und der maximal möglichen PV-Einspeisung entsprechend Kap. 4.2.3 von 8.7 MWh an einem idealen Sommertag steigen die Netzverluste auf 392 kWh pro Tag an. Die geringsten Netzverluste beim aufgezeigten Verbrauch resultieren bei einer insgesamten PV-Leistung von 334 kW (30% des



Maximums) und einer Produktion von 2.6 MWh pro Tag. Die Verluste im NS-Netz von VEiN inkl. der Trafos können dabei auf 160 kWh reduziert werden.

Die geringsten Netzverluste können somit erreicht werden, wenn keine Rücklieferung aus dem NS-Netz ins MS-Netz erfolgt und der Bezug ab dem MS-Netz über die Trafos mit Hilfe der dezentralen Einspeisung möglichst geringgehalten werden kann.

4.2.5 Reduktion der Spannungsharmonischen

Die Auswertung der Tests mit dem mobilen FU und dem BHKW Schulhaus Robersten haben gezeigt, dass immer, wenn diese beiden Anlagen in Betrieb waren, die spannungsharmonischen Schwingungen THDu reduziert wurden.

Eine vertiefte Analyse der spannungsharmonischen Schwingungen hat ergeben, dass beim Einsatz des mobilen FU die Schwingungen der Ordnung $3*n$ reduziert werden. Diese Reduktion wird durch den Koppeltrafo mit der Schaltgruppe YNd (netzseitig 3Ph + N in Sternschaltung; FU-seitig 3Ph in Dreieckschaltung) verursacht.

Weiter hat die Analyse gezeigt, dass die 5. und 7. spannungsharmonischen Schwingungen mit dem Betrieb des BHKW Schulhaus Robersten reduziert werden. Die $3*n \pm 1$ harmonischen Schwingungen werden durch nichtlineare Geräte wie die Wechselrichter der PV-Anlagen und auch die elektronischen Verbrauchsgeräte verursacht. Rotierende Netzelemente wie z.B. der Generator eines BHKW nehmen diese Harmonischen aufgrund der verglichen mit den Verbrauchern am Netz kleinen Impedanzen auf. So verhält es sich auch mit dem BHKW Schulhaus Robersten. Wird dieses in Betrieb genommen, so nimmt es die 5. und 7. Stromharmonischen auf, wodurch sich der entsprechende Spannungsabfall zur Trafostation verkleinert und die gesamtharmonischen Schwingungen THDu reduziert werden.

4.2.6 Korrelation Flicker PVA

Bei verschiedenen Messungen im NS-Netz von VEiN konnte festgestellt werden, dass der Flicker bei der PVA Parkhaus Kurzzentrum zusammen mit der Leistung ansteigt und auch wieder abfällt. Zudem weist er am Morgen und am Abend einen Peak auf.

Mit Hilfe einer hochauflösenden Messung konnte festgestellt werden, dass der Strom-Effektivwert der Wechselrichter regelmässige Peaks im Abstand von zwei Sekunden aufweist. Diese führen anschliessend zu Einbrüchen in der Spannung und schlussendlich zu einem erhöhten Flicker während des Tages, wie dies in Abbildung 38 ersichtlich ist.

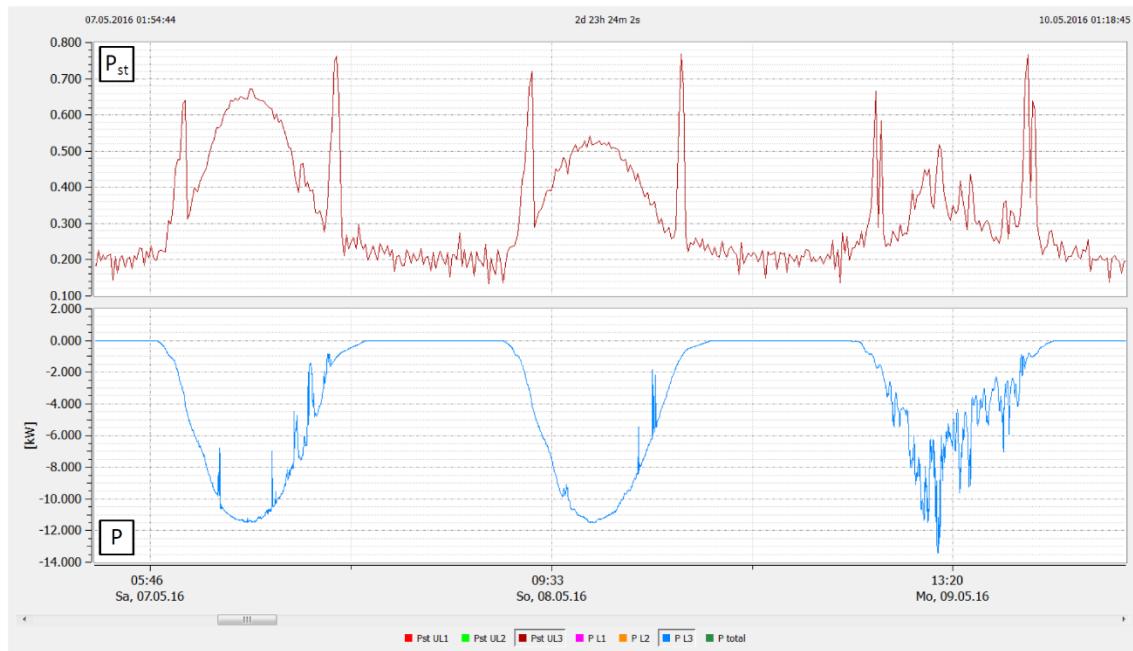


Abbildung 38: Kurzzeit-Flicker bei PVA Parkhaus Kurzentrum während des Tests Vermaschung im Mai 2016

Bei der vertieften Betrachtung dieser Strom-Peaks konnte festgestellt werden, dass sie durch einen verzerrten Stromsinus entstehen, wie dies aus Abbildung 39 ersichtlich ist. Eine Halbperiode des Wechselrichterstromes weist eine Dauer von nur 8.6 ms anstatt von 10 ms auf, was dazu führt, dass Strom und Spannung für eine gewisse Zeitdauer nicht mehr synchron sind. Anschliessend werden die Halbwellen wieder länger, bis die Nulldurchgänge von Strom und Spannung wieder aufeinanderliegen.

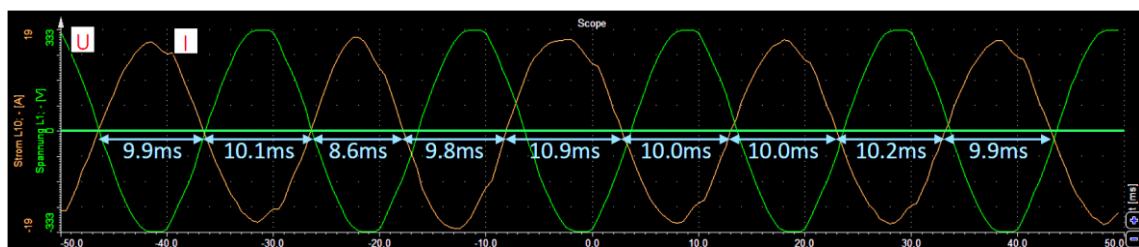


Abbildung 39: Verlauf des Sinus von Strom und Spannung eines Leiters

Eine mögliche Erklärung für dieses regelmäßig auftretende Phänomen ist die Inselnetzerkennung. Wenn die Spannung dem verschobenen Strom folgt, befindet sich der Wechselrichter im Inselnetz. Im Netzverbundbetrieb passt sich die Spannung dem Strom nicht an. Die Inselnetzerkennung bei Netzparallelbetrieb ist ein Fehlverhalten der Steuerung der Wechselrichter der PV-Anlage, die durch den Lieferanten bereinigt werden muss.

Die Peaks am Morgen und am Abend sind bedingt durch starke Schwankungen des Stromes bei sehr geringer Einstrahlung. Mehrere Wechselrichter zeigen dieses Verhalten. Möglicherweise erreichen sie keinen stabilen Zustand, wenn der Strom sehr klein ist.

4.2.7 Identifikation der Messhotspots im NS-Netz

Wird das Netz eines Verteilnetzbetreibers mit Messtechnik ausgestattet, stellt sich die Frage, wo die Messsysteme installiert werden müssen, um mit einer minimalen Anzahl Messeinheiten die maximale Informationsmenge zu erhalten. Für das NS-Netz von VEIN wurde untersucht, wie die Messhotspots identifiziert werden können. Bevor die richtigen Messpunkte gewählt werden, ist in Form der gewünschten Messstrategie zu definieren, welches Ziel mit den Messungen verfolgt wird. Wird eine Qualitätsüberwachung an kritischen Punkten im Netz angestrebt, ist mit einer eingeschränkten Wahl zu entscheiden, wo permanent gemessen werden soll. Unter Berücksichtigung der Qualitätsreserve kann mittels einer mobilen Messung entschieden werden, welche der kritischen Messpunkte mit einer höheren Priorität überwacht werden sollen (Abbildung 40).



Abbildung 40: Vorgehen zur Auswahl der Standorte von stationären PQ-Messungen

Die Selektion der kritischen Messpunkte kann unter Berücksichtigung der Kurzschlussleistung und der Anlageleistung vorgenommen werden. Die Betrachtung soll dabei für jeden Trafokreis einzeln gemacht werden, da die Spannungsqualität zum Hauptteil durch die lokalen Gegebenheiten bestimmt ist. Für die Festlegung der Messpunkte mit permanenten Messungen wird das Ziel verfolgt, pro Trafokreis eine möglichst geringe Anzahl an Messstellen, vorzugsweise eine Messstelle, zu bestimmen. Als Kriterien zur Bestimmung der kritischen Anschlusspunkte werden die jeweilige Kurzschlussleistung S_{kv} sowie die Anschlussleistung S_A , resp. das Verhältnis $d = S_{kv}/S_A$ berücksichtigt.

Mit den Ergebnissen aus den mobilen Messungen können die erforderlichen Messpunkte mit permanenten Messungen weiter reduziert werden. Dazu wird der Qualitätsindex r_G verwendet, der eine Aussage über die Spannungsqualitätsreserve macht. Für die Auswahl eines kritischen Messpunktes mit hoher Priorität muss der Qualitätsindex $r_G \leq 20\%$ betragen.

Um eine weitere Reduktion der Anzahl an Messstellen zu erhalten, werden diese der vorgelagerten Verteilkabine (VK) zugeordnet. Damit wird ein Überblick erstellt, welches die Knotenpunkte der kritischen Stellen sind. Verteilkabinen mit mehreren kritischen Punkten haben somit höhere Prioritäten. In einem nächsten Schritt sind die an den ausgewählten VK angeschlossenen Kunden zu untersuchen. Es soll allenfalls mit Messungen überprüft werden, ob sich bekannte Störungsverursacher am Anschlusspunkt befinden. Wenn mehrere kritische Endkunden am gleichen VK/TS-Abgang angeschlossen sind, muss die Struktur des Stranges genauer betrachtet werden. Grundsätzlich soll der Messpunkt mit der grössten relativen Spannungsänderung gewählt werden. Verzweigt sich der Strang, sollen die beiden Äste separat betrachtet werden und der Messpunkt mit der grössten relativen Spannungsänderung im jeweiligen Strang soll als Messpunkt gewählt werden.

4.3 FHNW Wirtschaft: ESInfo^{VEIN}

Im Rahmen der Studie ESInfo^{VEIN}, die durch die Fachhochschule FHNW Wirtschaft in Olten erfolgte, wurde das Potential für externe Informationen zur Optimierung des Betriebes von NS-Verteilnetzen untersucht (siehe Anhang 10). Besonderer Fokus wurde dabei auf die Verbesserung der Netzqualität durch die Reduktion der Anzahl der Schaltvorgänge von schaltbaren Transformatoren gelegt. Zu diesem Zweck wurden zwei Methoden zur Erkennung und Vorhersage von Produktionseinbrüchen dezentral installierter PV-Anlagen in NS-Netzen entwickelt, welche sich auf die folgenden beiden externen Datenquellen abstützen:

1. die regionale short-term Wettervorhersage sowie
2. das Produktionsprofil umliegender Solarpanels.

Aufgrund einer nicht ausreichenden Datengrundlage der PV-Installationen im Umfeld der Test-region VEIN in Rheinfelden konnten die entwickelten Methoden nur für grobe Produktionschwankungen evaluiert werden. Diese bieten in der Praxis keine ausreichende Granularität für eine effektive Trafosteuerung. Beide Methoden können jedoch auf höhere Granularitäten extrapoliert werden. Die Ergebnisse der Evaluation sind vielversprechend. Die Untersuchungen sind im Jahre 2014 durchgeführt worden.

4.3.1 Grobkonzept

Die Grundidee ist, dass basierend auf externen Informationen, wie kurzzeitigen Wetterprognosen und aktuellen Messwerten aus der Umgebung des zu optimierenden Standortes Vorhersagen bezüglich der Produktion durch PVA gemacht werden können. Die Messwerte aus der Umgebung sollen von anderen PVA, Pyranometer oder Wetterstationen stammen. Dabei ist der Standort dieser Messstellen entscheidend. Ein zeitlich kurzer Informationsaustausch und eine geographische Platzierung in «Windrichtung» sind für einen hohen Nutzen der Daten wichtig.

Vorhersagen sind nicht bei jeder Wettersituation möglich. Die allgemeine Wetterlage kann in drei Wetterklassen entsprechend Abbildung 41 eingeteilt und gemäss dem sogenannten Signal to Noise Ratio (SNR) definiert werden. Die allgemeine Wetterlage muss der Wetterklasse GUT oder MITTEL entsprechen, damit eine Prognose daraus abgeleitet werden kann.

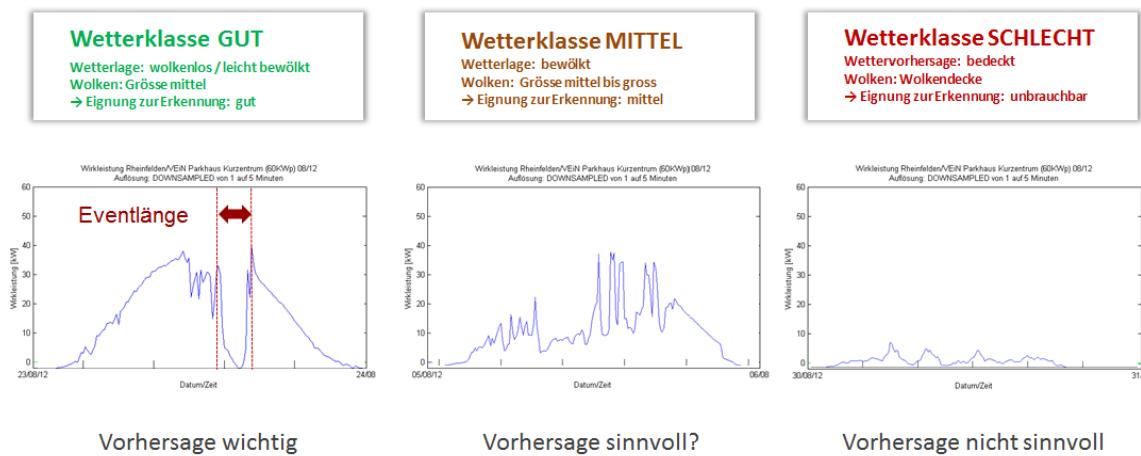


Abbildung 41: Wetterklassen mit Eignung für die Vorhersage

Basierend auf den Messdaten mit einer idealen Abtastrate von einer Minute können längere oder kürzere Einbrüche der PV-Produktion zum vornherein erkannt werden. Ist lediglich ein kurzer Einbruch zu erwarten, so soll ein Netzelement wie z.B. ein regulierender Trafo nicht schalten, hingegen soll er reagieren, wenn ein länger andauernder Produktionseinbruch der PV-Anlage zu erwarten ist.

Die Studie ESInfo^{VEiN} zeigte, dass mit dem untersuchten Vorgehen eine Prognose für die Produktion von PV-Anlagen basierend auf externen Informationen aus der Umgebung prinzipiell möglich ist. Sie zeigte jedoch auch auf, dass die Beschaffung einer ausreichenden Anzahl von Messungen in der unmittelbaren Umgebung von dezentralen Einspeisungen zurzeit nur sehr eingeschränkt möglich ist. Für zuverlässige Prognosen bei unterschiedlichen Wetterlagen sind jedoch viele Messdaten notwendig, die möglichst gleichmäßig im Umfeld verteilt sein müssen und in kurzen Zeitintervallen zur Verfügung stehen.

4.4 ABB Technikerschule Diplomarbeit 2016: Spannungsregelung mit DEA

In der Zeit von April bis September 2016 wurde das NS-Netz von VEiN mit den DEA sowie das Leitsystem von vier Absolventen der ABB Technikerschule Baden für eine Diplomarbeit genutzt (siehe Anhang 10). Die Aufgabenstellung lautete «Entwicklung einer Spannungsregelung für das NS-Netz Rheinfelden». Dabei ging es darum, durch Zu- und Wegschalten von DEA, d.h. PV-Anlagen und BHKW die Spannung in einem definierten Toleranzband zu halten. Dieses Toleranzband wurde bewusst enger gesetzt, als es von der Norm SN EN 50160:2010 vorgegeben ist, um die Spannungsregelung mit Tests im Netz anwenden, überprüfen und optimieren zu können. Die Spannungsregelung wurde im VEiN-Leitsystem implementiert. Dabei wurde die Funktion «Verknüpfungen» des VEiN-Leitsystems genutzt, mit der abhängig von Messwerten im NS-Netz die DEA gesteuert werden können. Zur Steuerung der Spannungen im NS-Netz definierten die Diplomanden spannungsabhängige Schaltniveaus für die PV-Anlagen und die BHKW, die mittels Schalthysterese entsprechend Abbildung 42 im VEiN-Leitsystem mittels Ruby-Code entsprechend Abbildung 43 umgesetzt wurden.

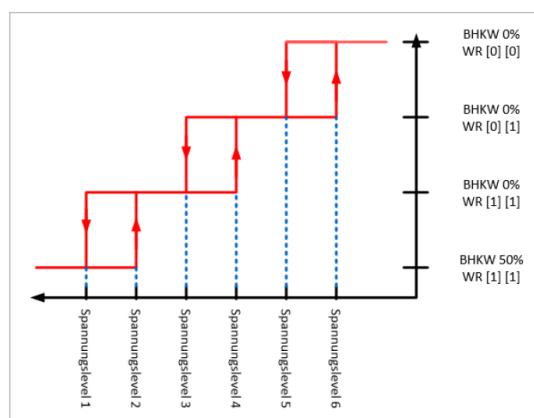


Abbildung 42: Schalthysterese BHKW Schulhaus Robersten und PVA L'Orsa-Strasse und PVA HK-Strasse

```

1 #In der Grundeinstellung alle WR eingeschaltet.
2
3 @actual_state ||= [true]
4
5 #Schaltniveau: L6 - U > 414V
6
7 if data_item('US_10.UMG_01.IO.VOLTAGE_L1L2').current_value.value > 414 \
8 | or data_item('US_10.UMG_01.IO.VOLTAGE_L2L3').current_value.value > 414 \
9 | or data_item('US_10.UMG_01.IO.VOLTAGE_L3L1').current_value.value > 414
10 @actual_state = [false]
11
12 #Schaltniveau: L7 - US* < 411V
13
14 elsif data_item('US_10.UMG_01.IO.VOLTAGE_L1L2').current_value.value > 411 \
15 | or data_item('US_10.UMG_01.IO.VOLTAGE_L2L3').current_value.value > 411 \
16 | or data_item('US_10.UMG_01.IO.VOLTAGE_L3L1').current_value.value > 411
17 @actual_state = [true]
18 end

```

Abbildung 43: Beispiel des Codes zur Steuerung der PVA L'Orsa Strasse ab dem VEiN-Leitsystem

Die Spannungsregelung entsprechend der Aufgabenstellung wurde mit der Umsetzung durch die Diplomanden erreicht. Die Regelungsalgorithmen müssen noch optimiert werden, so dass die Schalthäufigkeit, wie sie aus Abbildung 44 ersichtlich ist, reduziert werden kann.

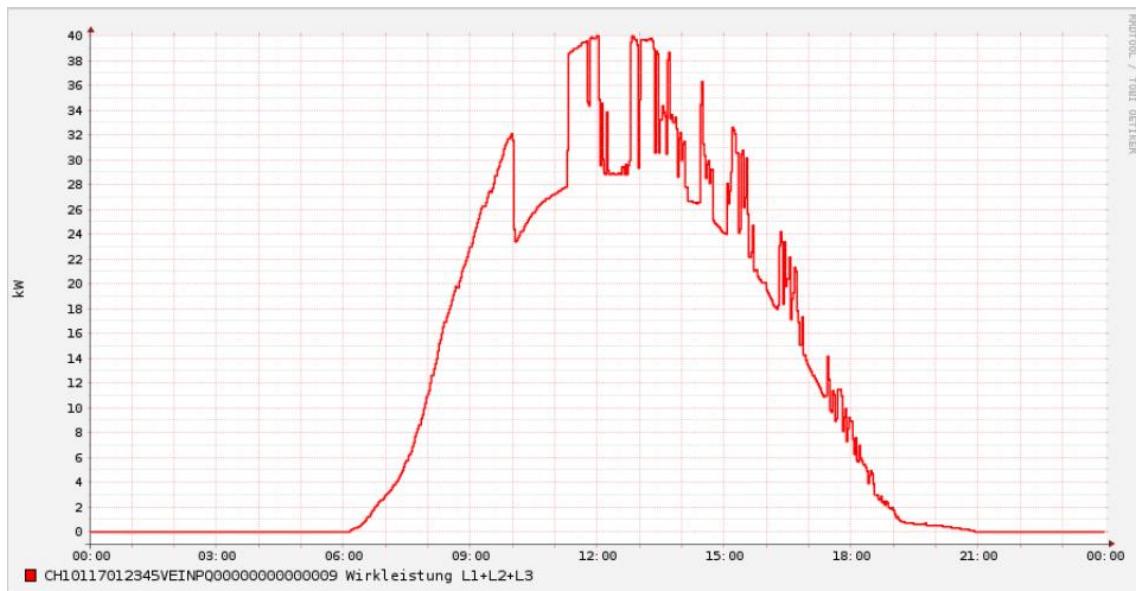


Abbildung 44: Einspeisewirkleistung der PVA Parkhaus Kurzentrum am 19.07.2016 mit häufigen Zu- und Abschaltungen von einzelnen Wechselrichtern zur Spannungsregelung

Die Analyse der Auswirkungen der häufigen Schaltungen entsprechend Abbildung 44 auf die Kurzzeitflicker ergab, dass aufgrund der Schaltungen an diesem Tag keine Verschlechterung gegenüber andern Tagen, z.B. mit wechselhafter Bewölkung, auftrat.

4.5 Datenbereitstellung

Während der Projektdauer von VEIN wurden die Messdaten von Wirk- und Blindleistung, Ströme sowie Spannungen dauernd als 1-Minuten-Mittelwerte auf dem Leitsystem gespeichert. Diese Messdaten und vereinzelt auch PQ-Messdaten wurden folgenden Institutionen für Simulationen zur Verfügung gestellt.

Institution	Verwendungszeck
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften	SpeQua – Speicher in Quartieren
FHNW Olten Wirtschaft	ESInfo ^{VEIN}
FHNW Windisch	Simulation im Zusammenhang mit PV-Anlagen
BFH Biel und TU Dresden	Auswertung der PQ-Messdaten im Rahmen einer grossen Messkampagne in VEIN
EPFL Lausanne	Test einer Methode zur Berechnung von Controller-Parametern in Abhängigkeit der örtlichen Gegebenheiten



5 ERKENNTNISSE AUS DEM PROJEKT VEIN

5.1 Platzierung von dezentralen Anlagen und deren Beständigkeit

Die Erkenntnisse aus dem Projekt VEiN beinhalten die technischen und betrieblichen Aspekte im NS-Netz und auch die Erfahrungen zur Platzierung von Anlagen.

Für die Platzierung der PV-Anlagen beim Start von VEiN war viel Beharrlichkeit gefordert. Auch wenn im Gebiet des NS-Netzes von VEiN viele geeignete Dachflächen zur Verfügung stehen und die PV-Anlagen im Contracting erstellt werden sollten, d.h. der Eigentümer der Liegenschaft keine Investition tätigen musste, konnten aufgrund von teilweise ablehnender Haltung der Eigentümer die Dachflächen nicht genutzt werden. Aufgeführte Gründe waren, dass bereits eine Nutzung der Dachfläche mit Sonnenkollektoren vorgesehen ist oder dass die Möglichkeit für eine Gebäudeaufstockung durch die PV-Anlage nicht verunmöglicht werden soll. Ein weiterer Grund eine Dachfläche nicht nutzen zu können, war auch der Schutz des Stadtbildes, womit die ideale Lage des Kirchendachs ungenutzt bleiben musste.

Die Platzierung von Windanlagen stiess auf viel Widerstand mit Einsprachen, die zu Konzessionen für die Aufstellung des Rotors führten, so dass der geringe Wind in Rheinfelden nicht mehr ausreichte, um mit den Windanlagen Strom zu produzieren.

Die Idee im Magdenbach ein Wasserwirbelkraftwerk zu installieren, scheiterte daran, dass der Magdenbach bereits für einen allfälligen zukünftigen Lachsaufstieg vorgesehen ist. Da half auch das Argument nicht, dass ein Wasserwirbelkraftwerk so gestaltet ist, dass ein Fischaufstieg ohne zusätzliche Fischtreppe möglich ist.

Für die Platzierung von BHKW muss bei den Liegenschaftseigentümern zum richtigen Zeitpunkt angefragt werden. Platz für ein BHKW ist in der Regel nur vorhanden, wenn der Ersatz einer bestehenden Heizzentrale ansteht. Der richtige Zeitpunkt ist dann gegeben, wenn die Absicht zur Erneuerung der Heizzentrale vorhanden ist, die Planung der neuen Heizzentrale jedoch noch nicht gestartet wurde. Bei den beiden grossen BHKW im Schulhaus Robersten und im Alters- und Pflegeheim (APH) waren diese Voraussetzungen gegeben.

Die BHKW stehen in grosser Konkurrenz zu andern Wärmeerzeugungssystemen. Das BHKW Schulhaus Robersten wurde in der Heizzentrale des Schulhauses platziert. Die Wärmeabgabe wurde in das Fernwärmennetz Rheinfelden Ost integriert. Anfänglich unterstützte das BHKW Schulhaus Robersten mit einer Betriebsdauer von über 3'000 Std. pro Jahr die Wärmelieferung ins Kurzentrum und speiste auch entsprechend Strom ins NS-Netz von VEiN ein. Mit dem Ausbau der zentralen Wärmeerzeugung für den Wärmeverbund in der Saline wurde die Wärme des BHKW nicht mehr benötigt und eine dezentrale Einspeisung ins NS-Netz erfolgte ab diesem Zeitpunkt lediglich noch im Rahmen der Tests von VEiN.

In den ersten Jahren des Projektes VEiN war das BHKW im APH der Hauptlieferant der Wärme und erreichte eine Betriebsstundendauer von über 5'000 Std. pro Jahr, was auch eine entsprechend grosse Produktion an elektrischer Energie mit sich brachte, so dass während des Winterhalbjahres das APH dauernd in die TS Kreuzmatt zurückspuste. Mit dem Aufbau des Fernwärmennetzes Rheinfelden West war dann jedoch die Konkurrenz dieser günstigeren Wärme so gross, dass das APH an das Fernwärmennetz Rheinfelden West angeschlossen wurde und das BHKW APH ebenfalls nur noch im Rahmen der Tests von VEiN zum Einsatz kam.



Daraus kann abgeleitet werden, dass die BHKW zurzeit keinen grossen Anteil an der dezentralen Einspeisung in NS-Netze leisten, denn andere Systeme zur Wärmelieferung können die Wärme zu attraktiveren Bedingungen anbieten, als dies mit den BHKW möglich ist.

5.2 Betrieb der Anlagen

Der Betriebsaufwand für die PV-Anlagen war verglichen mit den andern DEA mit Abstand am geringsten. Nach der Installation und Inbetriebsetzung funktionierten die PV-Anlagen zuverlässig und produzierten elektrische Energie abhängig von der Sonneneinstrahlung.

Auch die BHKW funktionierten nach der Inbetriebsetzung und der anfänglich erforderlichen Mängelbehebung zuverlässig. Da BHKW Maschinen mit rotierenden Teilen sind, benötigen sie naturgemäß mehr Wartung als die statischen PV-Anlagen.

Die drei in VEiN eingesetzten Speicher hingegen benötigten sehr viel Aufwand, bis die Mängel, die nach der Inbetriebsetzung auftraten, behoben werden konnten. So betraf dies die Batterien aufgrund von Tiefentladungen, die lokale Steuerung der Speicher und auch die Kommunikation zum übergeordneten Energiemanagementsystem. In den letzten Jahren des Projektes VEiN wurde mit den Speichern ein Betriebszustand erreicht, der stabil war, so dass die Speicher gezielt für den Energiebezug oder die Energiespeicherung eingesetzt werden konnten. Weniger erfreulich ist jedoch der erreichte energetische Wirkungsgrad der elektrischen Speicher von VEiN, liegt er doch unter 55%.

Der temporär während drei Monaten im Einsatz stehende Längsregler bei der KK Roberstenstrasse zur Spannungsregelung des gemeinsamen Anschlusspunktes der PV-Anlagen Parkhaus Kurzentrum und WBGZ präsentierte sich während dieser Zeit als zuverlässiges Netzelement, das die Anforderung an die Spannungsregelung erfüllte.

Die Spannungsregelung mit dem regulierenden Trafo GRIDCON iTAP auf einen leistungsabhängigen Spannungssollwert auf der Trafosekundärseite funktioniert ebenfalls zuverlässig entsprechend den eingestellten Parametern. Nach der Inbetriebsetzung des regulierenden Trafos traten grosse Dämpfungen des PLC-Signales auf, die dazu führten, dass nicht mehr alle Zähler im NS-Netz von VEiN von fern ausgelesen werden konnten. Der Grund für die Dämpfung des PLC-Signals konnte der Steuerung des GRIDCON iTAP zugeordnet werden. Da der Lieferant nicht im Stande oder nicht bereit war diese Störung umgehend zu beheben, wurde der Steuerung ein elektrisches Filter vorgeschaltet, womit die Störung im NS-Netz beseitigt werden konnte.

Die Betriebserfahrungen aus VEiN zeigen, dass mit den neuen Netzelementen im NS-Netz der Aufwand für die Überwachung und den Unterhalt der Anlagen zunimmt, sei dies unmittelbar nach der Inbetriebsetzung, wie z.B. für den Betrieb der Speicher oder der Kommunikation mittels PLC, und auch im Langzeitverhalten, wie z.B. der Überwachung des energetischen Wirkungsgrade der elektrischen Speicher und der Massnahmen zur Verbesserung von Störungen und Mängel.



5.3 Erkenntnisse aus den durchgeführten Tests

Auch wenn mit den Tests in VEin die Grenzen der Einspeisung nicht erreicht wurden, so konnte aufgezeigt werden, dass die dezentralen Einspeisungen einen erkennbaren Einfluss auf die Spannungsqualitätsmerkmale ausüben und dass mit gezielten Massnahmen einer Verschlechterung der Spannungsqualität entgegengewirkt werden kann. Im Folgenden werden die Erkenntnisse aus den durchgeführten Tests bezüglich der Spannungsqualitätsmerkmale gruppiert nach dem Spannungseffektivwert, den Spannungsoberschwingungen, der Spannungsunsymmetrie und der Flicker erläutert und mögliche Massnahmen zur Verbesserung des entsprechenden Qualitätsmerkmals aufgezeigt.

5.3.1 Qualitätskriterium: Spannungseffektivwert

Mit der dezentralen Einspeisung ab PV-Anlagen, ab BHKW und auch ab den Speichern wird ein Spannungsanstieg beim Einspeisepunkt verursacht, der sich abhängig vom jeweiligen Verbrauch entlang der NS-Leitung bis zur Trafostation fortsetzen kann. Einem unzulässigen Spannungsanstieg kann mit unterschiedlichen Massnahmen entgegengewirkt werden, die mit den Tests in VEin erprobt wurden.

- Die Wechselrichter der PV-Anlagen können die Spannung am Anschlusspunkt durch Abregelung oder durch den Bezug von Blindleistung aus dem NS-Netz reduzieren.
Die Abregelung kann kontinuierlich oder mit der Abschaltung konkreter Wechselrichtergruppen erfolgen. Dabei ist wesentlich, dass die Ab- und Zuschaltung von einzelnen Wechselrichtergruppen nicht allzu rasch aufeinander erfolgt, da bei rasch aufeinander folgenden Spannungsänderungen der Flickerpegel ansteigt.
Mit dem Bezug oder der Einspeisung von Blindleistung ins NS-Netz kann die Spannung am Anschlusspunkt sehr gut geregelt werden, was mit dem Test der Spannungsregelung des mobilen FU von VEin klar gezeigt werden konnte. Die Wechselrichter neuerer Generation sind für eine Spannungsregelung ausgelegt. Die Spannungsabsenkung mittels Blindleistungsbezug hat allerdings den Nachteil, dass dadurch die Belastung der NS-Leitungen zur Trafostation, und somit auch die Übertragungsverluste zunehmen. Im Extremfall kann der zusätzliche Bedarf an Blindleistung dazu führen, dass in der Trafostation Blindleistungskompensationsanlagen zur Verfügung gestellt werden müssen, um den Trafo mit der zusätzlich erforderlichen Blindleistung nicht zu überbelasten.
- Eine weitere effektive Massnahme zur Reduktion des Spannungsanstieges beim Anschlusspunkt von PV-Anlagen ist, den Wechselrichter lediglich auf ca. 80% der installierten Leistung der Solarzellen auszulegen. Damit werden die grössten Spannungserhöhungen, die lediglich an wenigen Tagen im Jahr zur Mittagszeit auftreten, vermieden. Die Einbusse bei der elektrischen Produktion beträgt dabei weniger als 5% der Jahresproduktion.
- Der Spannungsanstieg beim Netzanschlusspunkt von BHKW kann zudem, falls erforderlich, durch Abregelung, d.h. mit einem Betrieb von 75% oder 50% der Nennleistung, sowie mit dem Bezug von Blindleistung reduziert werden.
- Mit den elektrischen Speichern kann eine hohe Spannung im NS-Netz reduziert werden, wenn die Speicher, die in unmittelbarer Nähe zu den DEA platziert sind, bei grosser Produktion durch die PV-Anlagen geladen werden, d.h. wenn sie zu diesem Zeitpunkt als Verbraucher wirken und einen Teil der von den DEA produzierten elektrischen Energie



speichern.

Die elektrischen Speicher haben zudem die Möglichkeit durch den Bezug oder die Einspeisung von Blindleistung die Spannung am Anschlusspunkt zusätzlich zu regulieren.

- Mit dem regulierenden Trafo kann auf das Spannungsniveau eines Trafokreises eingewirkt werden. Abhängig von der Verteilung der Verbraucher und der dezentralen Einspeisungen im NS-Netz muss dabei die Spannung nahe bei der Trafostation oder die Spannung an ausgewählten Messstellen im NS-Netz geregelt werden.
- Der Einsatz eines Längsreglers hat sich in VEN als zuverlässige Möglichkeit zur Spannungsregelung bewährt. Die Spannung kann mit Hilfe des Längsreglers gezielt an einem Punkt, z.B. bei einer langen Leitung mit PV-Einspeisungen am Leitungsende geregelt werden, ohne die andern Stränge des jeweiligen Trafokreises zu beeinflussen.

Die Tests in VEN bestätigten, dass die oben aufgezeigten Methoden zur Vermeidung von unzulässigen Spannungserhöhungen funktionieren und die gewünschten Ergebnisse bringen. Welche der aufgezeigten Methoden die optimale ist, hängt von der jeweiligen Situation ab und muss entsprechend evaluiert werden.

5.3.2 Qualitätskriterium: Spannungsoberschwingungen

Die Langzeitauswertung über alle Messstellen und der einzelnen Tests bezüglich der Spannungsoberschwingungen hat ergeben, dass durch die dezentralen Einspeisungen keine relevanten Erhöhungen des Gesamtober schwingungsgehaltes THDu verursacht wurden. Für die erfassten wenigen Erhöhungen der Spannungsoberschwingungen im NS-Netz VEN konnten die DEA als Verursacher ausgeschlossen werden und mussten daher jeweils den Verbrauchern zugeordnet werden.

Durch den Betrieb von rotierenden Maschinen wie die BHKW wurden die Spannungsoberschwingungen sogar stark reduziert. Der Grund dafür liegt in den dreiphasigen Maschinen mit angeschlossener Dreieckwicklung, die bewirkt, dass im NS-Netz die harmonischen Ströme der 3. Ordnung eliminiert und dadurch der Stromoberschwingungsgehalt und somit auch der THDu reduziert werden.

5.3.3 Qualitätskriterium: Spannungsunsymmetrie

Die PV-Anlagen, BHKW und Speicher in VEN sind Anlagen mit dreiphasigem Netzanschluss und werden im Normalbetrieb symmetrisch betrieben. Der Anschluss von einphasigen PV-Anlagen ist jedoch möglich und wurde in VEN mit einer unsymmetrischen Einspeisung von insgesamt 20 kW im Rahmen eines Tests durchgeführt. Dadurch wurde der Unsymmetriegrad erhöht, die Grenzwerte gemäß DACHCZ wurden jedoch nicht überschritten.

Der Test zeigte, dass der Anschluss von vereinzelten einphasigen PV-Anlagen mit geringer Leistung vertretbar ist, und dass dabei die Spannungsunsymmetrie unterhalb des Grenzwertes bleibt.

5.3.4 Qualitätskriterium: Flicker

Die Analyse der Tests mit Spannungsregelung bezüglich Flicker haben gezeigt, dass durch die vorgenommenen Schaltungen oder Regelungen zur Spannungshaltung keine relevanten Erhöhungen der Flickerwerte verursacht wurden. Auch die grossen Leistungsschwankungen bei der



Produktion der PV-Anlagen infolge von wechselhafter Bewölkung verursachen keinen relevanten Anstieg der Flickerwerte.

Eine Korrelation der Flicker mit der Produktion der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrumb wurde jedoch festgestellt. Der Anstieg der Flickerwerte bei maximaler Einspeisung konnte nach einer Analyse der Ströme und Spannungen auf einen Fehler in der Steuerung der Wechselrichter zurückgeführt werden, der bewirkte, dass der eingespeiste Stromsinus nicht immer synchron zur Spannung verläuft.

Daraus ergeben sich folgende Empfehlungen, um den Flickerpegel in einem NS-Netz möglichst tief zu halten:

- Bei einer vermehrten dezentralen Einspeisung ist zwingend darauf zu achten, dass die Einspeisung über leistungselektronische Komponenten den technischen Normen für den Anschluss entsprechen und Komponenten mit Störungen, auch wenn sie den Betrieb der Anlage nicht beeinträchtigen, ausgetauscht werden.
- Bei Netzelementen und Geräteknoten zur Spannungsregelung im NS-Netz ist darauf zu achten, dass die Regelung lediglich so rasch erfolgt, wie es aus der Sicht der Spannungshaltung erforderlich ist und nicht so schnell, wie es allenfalls vom jeweiligen Gerät ermöglicht ist.

5.3.5 Weitere Erkenntnisse aus den Tests

Der Test bei Betrieb mit geschlossenem Ring im NS-Netz zeigte auf, dass durch die Ringbildung die Spannungsqualität im NS-Netz nicht relevant verbessert werden kann. Eine Ringbildung im NS-Netz kann aber durchaus ihre Berechtigung haben, denn dadurch konnte die Strombelastung optimaler auf die am Ring beteiligten Kabel aufgeteilt werden.

Der Test mit Leistungsregelung ab dem mobilen FU hat gezeigt, dass es möglich ist, im NS-Netz die Wirk- und Blindleistung eines Teilnetzes an einem beliebigen Netzanschlusspunkt auf einen vorgegebenen Leistungssollwert zu regulieren. Voraussetzung dafür ist, dass im jeweiligen Teilnetz ausreichend variabel einsetzbare Leistung verfügbar ist. Beim Test im Projekt VEiN wurde dazu die Wirkleistung von einem benachbarten NS-Netz über den mobilen FU bezogen. Die geforderte Blindleistung wurde durch Über- oder Untererregung des FU erzeugt. Ausserhalb von VEiN ist ein mobiler FU kaum verfügbar. Elektrische Speicher im NS-Netz können jedoch die Funktion der Quelle oder Senke für die Wirkleistung übernehmen und mit der leistungselektronischen Ankopplung kann auch ein elektrischer Speicher Blindleistung abgeben oder beziehen. Die elektrischen Speicher können somit zusätzlich zu ihrer inhärenten Funktion der Energiespeicherung auch Funktionen zur Spannungsregelung oder Leistungsregelung an einem beliebigen Netzpunkt übernehmen, wenn dies für die Einhaltung der Spannungsqualität oder zur gleichmässigeren Auslastung des NS-Netzes erforderlich ist. Selbstverständlich sind für diese Zusatzfunktionen Erweiterungen in der Steuerung von dezentralen Speichern erforderlich.

5.3.6 Möglichkeiten zur Spannungsregelung mit Netzelementen

Basierend auf den Erkenntnissen aus den Tests von VEiN werden im Folgenden die Möglichkeiten zur Spannungsregelung mit einzelnen Netzelementen aufgezeigt und deren Einfluss auf das Spannungsprofil des NS-Stranges TS Kreuzmatt – KK Hermann-Keller-Strasse – KK Robertenstrasse – PV-Anlagen Parkhaus und WBGZ sowie MFH WBGZ grafisch dargestellt.

Die im Extremfall möglichen Spannungsprofile entlang der NS-Leitung von der TS Kreuzmatt bis zu den PV-Anlagen Parkhaus und WBGZ ohne Einfluss einer Spannungsregelung sind in Abbildung 45 ersichtlich. Bei grosser Einspeisung und geringem Verbrauch können bei den Anschlusspunkten der PV-Anlagen Grenzwertüberschreitungen der Spannung auftreten. Bei grossem Verbrauch ohne dezentrale Einspeisungen ist theoretisch beim Anschlusspunkt des MFH WBGZ eine Unterschreitung des Spannungsgrenzwertes möglich. Abhängig von der Witterung und des Verbrauches können die Spannungen zwischen diesen Extremwerten im Zeitbereich von Minuten schwanken.

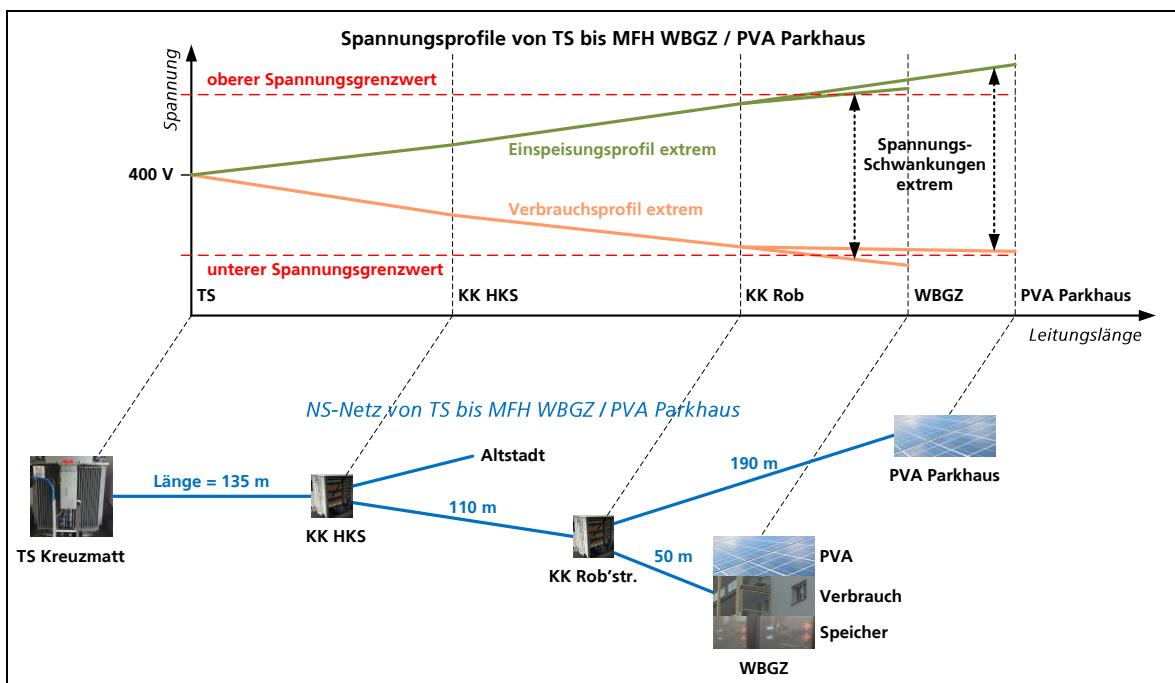


Abbildung 45: Prinzipielle Darstellung der extremen Spannungsverläufe (Spannungsprofile) bei grossem Verbrauch (oranger Spannungsverlauf) und bei starker dezentraler Einspeisung (grüner Spannungsverlauf) entlang der NS-Leitung von der Trafostation bis zum MFH WBGZ und der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum

Zur Reduktion dieser extremen Spannungsprofile und damit der grossen Spannungsschwankungen am Ende des NS-Stranges können die im Projekt VEiN eingesetzten Netzelemente regulierender Trafo, Längsregler und elektrischer Speicher verwendet werden.

Einfluss des regulierenden Trafos auf das Spannungsprofil

Mit dem regulierenden Trafo wird abhängig von der gemessenen Spannung auf der Trafoseitenseite oder im NS-Netz das Übersetzungsverhältnis zwischen Mittel- und Niederspannung in Stufen von ca. +/-2% geändert. Dabei wird bei hohen Spannungen das Übersetzungsverhältnis zwischen Mittel- und Niederspannung erhöht, um dadurch die Sekundärspannung des Trafos zu senken und umgekehrt bei tiefen Messwerten der Spannung auf der NS-Seite. Die Auswirkung der Spannungsregelung mit dem regulierenden Trafo betrifft das gesamte ab ihm

versorgte NS-Netz, und somit jeweils den gesamten NS-Strang, wie dies aus Abbildung 46 ersichtlich ist. Bei der Parametrierung des regulierenden Trafos muss somit das gesamte NS-Netz berücksichtigt werden. Die Optimierung des Spannungsprofils eines NS-Stranges, z.B. mit viel dezentraler Einspeisung darf nur soweit gehen, dass dadurch in anderen Strängen ohne DEA keine unzulässigen Spannungsreduktionen erfolgen.

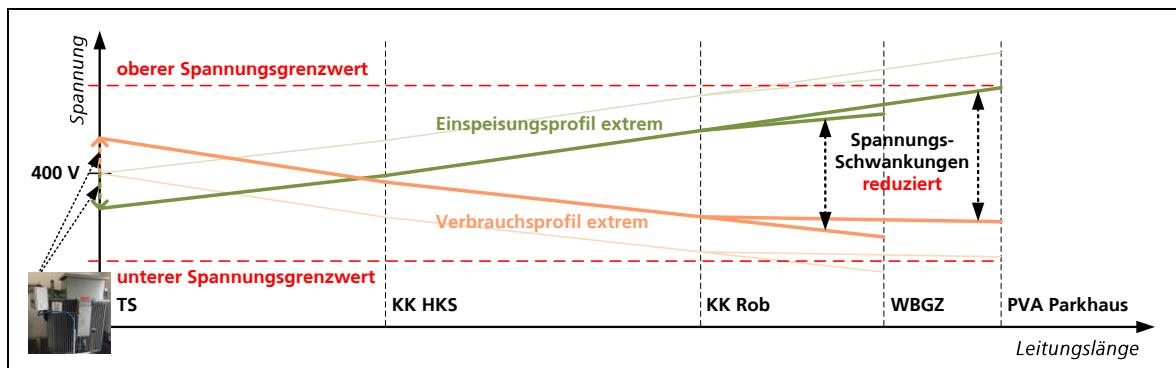


Abbildung 46: Auswirkungen des regulierenden Trafos auf die extremen Spannungsverläufe und Spannungsschwankungen; Reduktion der Spannung auf der gesamten Leitung und im gesamten NS-Netz ab dem Trafo

Einfluss des Längsreglers auf das Spannungsprofil

Der Längsregler wurde im Projekt VEN bei der KK Roberstenstrasse platziert und regelte dort die Spannung der Abgangsseite, d.h. die Spannung der Abgänge zu den beiden PV-Anlagen und den Verbrauchern des MFH WBGZ. Das Spannungsprofil zwischen der TS Kreuzmatt und dem Längsregler bei der KK Roberstenstrasse wird durch den Längsregler nicht beeinflusst, sondern erst ab dem Längsregler bis zum Leitungsende, wie dies aus Abbildung 47 ersichtlich ist. Im Gegensatz zum regulierenden Trafo kann der Längsregler auf einen spezifisch ausgewählten Netzteil einwirken ohne die Spannung im restlichen NS-Netz zu beeinflussen.

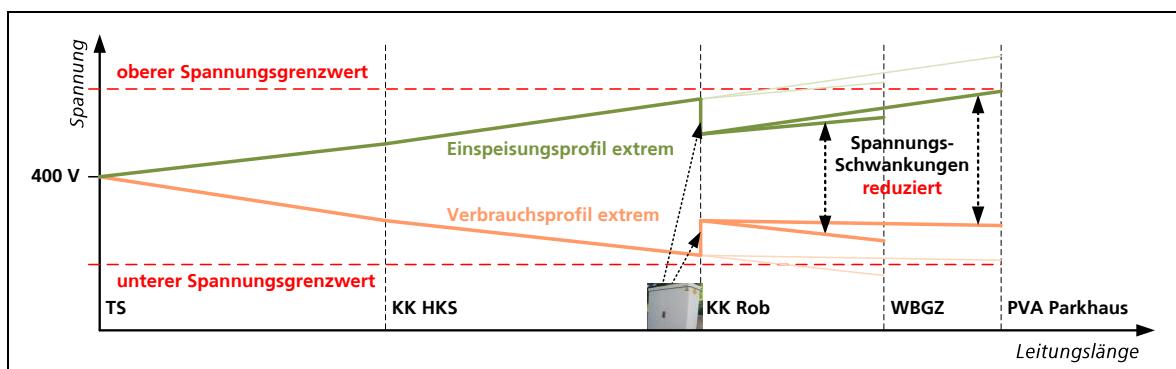


Abbildung 47: Auswirkungen des Längsreglers auf die extremen Spannungsverläufe und Spannungsschwankungen; Reduktion der Spannung im Leitungsverlauf ab der Platzierung bei der KK Roberstenstrasse

Einflussmöglichkeit des elektrischen Speichers auf das Spannungsprofil

Ein weiteres Netzelement, mit dem die durch die PV-Anlagen verursachten Spannungsschwankungen reduziert werden können, ist der elektrische Speicher, der im MFH WBGZ installiert ist. Erfolgt eine grosse Stromproduktion mit den beiden unmittelbar in der Nähe installierten PV-Anlagen auf dem Dach des Mehrfamilienhauses und auf dem Dach des Parkhauses Kurzentrum, so wird der Speicher geladen, wodurch die resultierende Einspeisung ins NS-Netz verringert wird, und somit auch die Spannung am gemeinsamen Einspeisepunkt bei der KK Robertenstrasse weniger stark ansteigt. In der Nacht liefert der Speicher einen Anteil am Verbrauch des Mehrfamilienhauses und wird dabei entladen. Dies bewirkt, dass weniger Strom aus dem NS-Netz bezogen, und somit auch die Spannung im Netz am Anschlusspunkt weniger stark reduziert wird. Die Reduktion des Spannungsprofils erstreckt sich dabei über den gesamten NS-Strang und verringert sich in Richtung der Trafostation wie aus Abbildung 48 ersichtlich ist.

Zusätzlich zur Möglichkeit der Speicher, elektrische Energie einzulagern und wieder abzugeben, verfügen die Speicher dank der leistungselektronischen Anbindung ans NS-Netz auch über die Fähigkeit, mittels der Aufnahme oder Abgabe von Blindleistung die Spannung am Anschlusspunkt, und somit auf dem gesamten NS-Strang, zu beeinflussen, ohne dabei von der Speicherkapazität der Batterien abhängig zu sein.

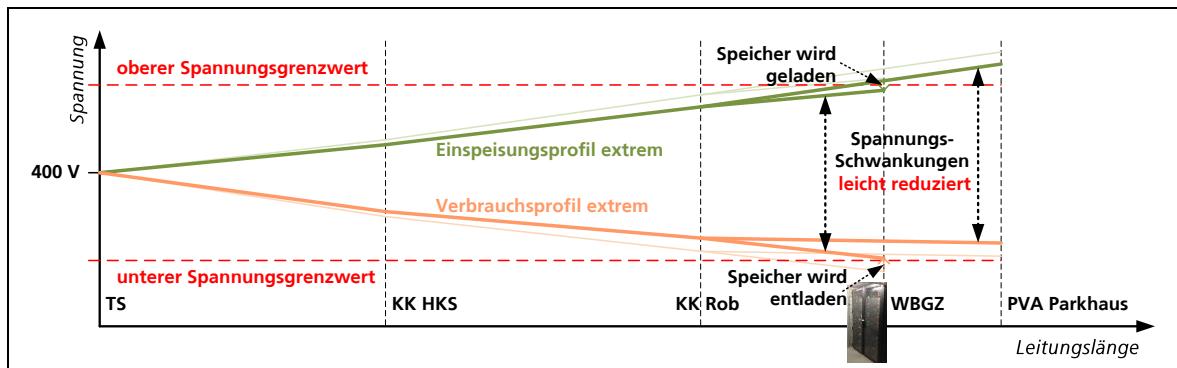


Abbildung 48: Auswirkungen des Speichers auf die extremen Spannungsverläufe und Spannungsschwankungen; geringe Reduktion der Spannung auf der gesamten Leitung

Die drei aufgeführten Möglichkeiten zur Spannungsregelung haben jede ihre Vor- und Nachteile sowie auch Einschränkungen bei der Realisierung in einem NS-Netz. Welche der drei Möglichkeiten jeweils die geeignetste ist, muss projektspezifisch analysiert und entschieden werden.



5.4 Einfluss auf die Netzqualität

Die dezentralen Einspeisungen haben einen erkennbaren Einfluss auf die Spannungsqualitätsmerkmale im NS-Netz. Mit gezielten Massnahmen kann diesem Einfluss entgegengewirkt werden, falls dies erforderlich ist, um eine allfällige Grenzwertüberschreitung zu vermeiden. Mögliche Massnahmen werden im Folgenden aufgezeigt.

Zur Einhaltung der Spannungsgrenzwerte bestehen folgende Möglichkeiten:

- Spannungsregelung von PV-Anlagen durch Abregelung oder durch den Bezug von Blindleistung;
- Installation eines Wechselrichters, der lediglich auf ca. 80% der installierten Leistung der Solarzellen ausgelegt ist, zur Vermeidung von hohen Spannungen zur Mittagszeit an wenigen Tagen im Jahr;
- Spannungsregelung beim Anschlusspunkt von BHKW mit einem Betrieb von 75% oder 50% der Nennleistung oder durch einen Bezug von Blindleistung;
- Einsatz eines regulierenden Trafos, Einsatz eines Längsreglers oder Spannungsregelung mit elektrischen Speichern durch den Bezug oder die Einspeisung von Wirk- oder Blindleistung wie in Kapitel 5.3.6 dargestellt.

Zur Einhaltung der Flickergrenzwerte bestehen folgende Möglichkeiten:

- Konsequente Überprüfung, ob die leistungselektronischen Komponenten der DEA die technischen Normen für den Anschluss erfüllen;
- Veranlassen, dass Komponenten der DEA mit Störungen umgehend ausgewechselt werden, auch wenn sie den Betrieb der DEA nicht beeinträchtigen;
- Spannungsregelungen im NS-Netz sollen nur so rasch wie nötig und nicht so rasch wie technisch möglich erfolgen.

Mit den in VEn installierten DEA wurden auch bei Extremsituationen keine relevanten Grenzwertverletzungen der Spannungsqualitätsnorm erreicht. Einzelne Oberschwingungen haben die Grenzwerte leicht überschritten. Diese Grenzwertüberschreitungen sind jedoch für einen stabilen Netzbetrieb nicht relevant und führten auch nicht zu Beeinträchtigungen der Versorgung im NS-Netz.



6 AUSBLICK AUF WEITERE THEMEN MIT DEA

Mit dem Projekt VEiN konnte aufgezeigt werden, dass die Herausforderungen an den Verteilnetzbetreiber durch die Zunahme der dezentralen Einspeisungen mit zusätzlichen Netzelementen gemeistert werden können. Für die Beherrschung der wohl grössten Herausforderung - der Zunahme der Spannungsschwankungen - können die Netzelemente regulierenden Trafo, Längsregler und elektrische Speicher eingesetzt werden und falls erforderlich, besteht auch die Möglichkeit auf die DEA Einfluss zu nehmen. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die Massnahmen für den Ausgleich der Spannungsschwankungen massvoll erfolgt, um nicht den Flickerpegel zu erhöhen. Die weiteren Kriterien der Spannungsqualität, d.h. der Spannungsober schwingungsgehalt und die Spannungsunsymmetrie, werden durch die DEA auch beeinflusst, jedoch nicht im gleichen Ausmass wie durch die Verbraucher.

Die Belastung der NS-Leitungen durch die DEA kann in der unmittelbaren Nähe des Anschlusses dazu führen, dass Leitungsverstärkungen erforderlich sind. Bis jedoch eine Leitungsverstärkung im NS-Netz erforderlich ist, muss die Einspeiseleistung der DEA sehr gross sein. Durch die Verbraucher im NS-Netz wird ein allfälliger Lastfluss in Richtung Trafostation jedoch stark reduziert. Mit den elektrischen Speichern kann zusätzlich Einfluss auf den Lastfluss und somit auf die Leitungsbelastung genommen werden. So wirkt der Speicher vom Prinzip her als Verbraucher, wenn er geladen wird und als dezentrale Einspeisung, wenn er entladen wird.

Im Verlaufe des Projektes VEiN wurden zusätzlich zur Einspeisung der DEA die Möglichkeiten der einzelnen Netzelemente zur Reduktion der Spannungsschwankungen getestet. Die entsprechenden Parameter in den dazu erforderlichen Netzelementen können noch weiter optimiert werden. Dies betrifft Folgendes:

- Regulierender Trafo
 - Das Spannungsbereich für Schaltungen kann enger gefasst werden.
 - Mit der Regelung auf abgesetzte Spannungsmessungen kann die Funktionalität des regulierenden Trafos optimiert werden.
- Längsregler
 - Das Spannungsbereich für Schaltungen kann enger gefasst werden.
- Elektrischer Speicher
 - Spannungsregelung über den Bezug und die Einspeisung von Wirk- und Blindleistung.
 - Optimierung des Peak Shavings zur Entlastung der Leitungen.
 - Einsatz für die Eigenverbrauchsregelung mit Interventionsmöglichkeiten bei technischem Bedarf aus dem NS-Netz.
- DEA (PVA und BHKW)
 - Optimierung des Einsatzes für die Spannungsregelung, als Weiterführung der Diplomarbeit der ABB Technikerschule.

Zur Optimierung des Einsatzes der Netzelemente, d.h. zur Minimierung der Schaltungen des regulierenden Trafos und des Längsreglers sowie der Lade- und Entladezyklen der elektrischen Speicher, können Prognosen miteinbezogen werden. Dabei sollen Verbrauchsprognosen und Produktionsprognosen berücksichtigt werden. Die Verbrauchsprognosen basieren auf den typischen Verbrauchsmustern für die einzelnen Wochentage für Teilnetze von VEiN entsprechend



den Messungen in den letzten Jahren. Als Prognose für die Einspeisungen von PV-Anlagen kann der Ansatz für die Kurzzeitwetterprognose basierend auf PV-Anlagen und Pyranometer im Umfeld des VEiN-Netzes entsprechend der Studie ESInfo^{VEiN} der FHNW Wirtschaft (siehe Kap. 4.3) weiterentwickelt und angewendet werden.

Eine weitere Thematik im Zusammenhang mit den DEA und den Netzelementen könnte die Entwicklung eines übergeordneten Netzelemente-Management-Systems sein. Dabei wird der Einsatz der Netzelemente regulierender Trafo, Längsregler und elektrischer Speicher im Zusammenspiel mit den DEA optimiert. Als Optimierungsparameter sollen dabei nebst den technischen auch die ökonomischen Kriterien berücksichtigt werden.

ANHÄNGE

- Anhang 1: Jahresbericht VEiN 2010
- Anhang 2: Jahresbericht VEiN 2011
- Anhang 3: Jahresbericht VEiN 2012
- Anhang 4: Jahresbericht VEiN 2013
- Anhang 5: Erkenntnisbericht VEiN 2014
- Anhang 6: Jahresbericht VEiN 2016
- Anhang 7: Testprotokolle und Auswertungen gemäss Zusammenstellung Anhang 11 - A02
- Anhang 8: Berichte zu Arbeitspaketen der BFH Biel gemäss Zusammenstellung
Anhang 11 - A03
- Anhang 9: Berichte zu PQ-Auswertungen gemäss Zusammenstellung Anhang 11 - A04
- Anhang 10: Berichte zur wissenschaftlichen Begleitung gemäss Zusammenstellung
Anhang 11 - A05
- Anhang 11: Zusammenstellung der Dokumente zu VEiN