



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

Jahresbericht 6. Dezember 2013

VEiN – Verteilte Einspeisungen in Niederspannungsnetze

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Netze
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Kofinanzierung:

AEW Energie AG, 5000 Aarau
BKW Energie AG, 3013 Bern
Industrielle Werke Basel, 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

Auftragnehmer

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

Autoren:

Dr. Gilbert Schnyder, Schnyder Ingenieure AG, gilbert.schnyder@sing.ch
Peter Mauchle, Schnyder Ingenieure AG, peter.mauchle@sing.ch
Dr. Maurus Bachmann, BKW, maurus.bachmann@smartgrid-schweiz.ch
Michael Höckel, BFH, hkm1@bfh.ch
Arian Rohs, AEW Energie AG, arian.rohs@aew.ch
Louis Lutz, AEW Energie AG, louis.lutz@aew.ch
Stephan Bühlmann, AEW Energie AG, stephan.buehlmann@aew.ch

BFE-Bereichsleiter: Dr. Michael Moser

BFE-Programmleiter: Dr. Michael Moser

BFE-Vertrags- und Projektnummer: SI/500216-01 / SI/500216 und SI/500341-01 / SI/500341

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



INHALTSVERZEICHNIS

Zusammenfassung	5
1 Projektorganisation	7
2 Teilprojekt Netz.....	8
2.1 Allgemein	8
2.2 Ausbauten im NS-Netz	8
2.3 Selbstregulierender Trafo SRT	8
2.4 Erweiterungen der Infrastruktur zur Überwachung und Steuerung der Anlagen	9
3 Teilprojekt Anlagen	11
3.1 Allgemeines	11
3.2 Anlagen- und Objektübersicht	11
3.3 Blockheizkraftwerke (BHKW)	12
3.4 Photovoltaik (PV).....	14
3.5 Windanlagen	15
3.6 Kleinwasserkraftwerk	16
3.7 Elektrische Energiespeicher	17
3.8 Mobiler Frequenzumform器 zur Aufschaltung von Notstromaggregaten.....	20
4 Teilprojekt Resultate	22
4.1 Allgemein	22
4.2 Auswertungen und weitere Erkenntnisse	23
4.3 Oberschwingungsmesskampagne	30
4.4 Im Jahre 2014 vorgesehene Tests.....	36
4.5 Erste Beantwortung der Thesen zu VEIN.....	38
5 Teilprojekt Kunden	41
5.1 Zielsetzung Teilprojekt Kunden	41
5.2 Durchgeföhrte Aktivitäten 2013	41
5.3 Weitere und geplante Aktivitäten	41
5.4 Projektabschluss.....	42
6 Teilprojekt Wissenschaftliche Begleitung	43
6.1 Übersicht	43
6.2 Informationen aus gemeinsamen Projekten mit den Hochschulen	45



7	Kommunikation	48
8	Ausblick 2014	49
9	Dokumentenverzeichnis.....	49



ZUSAMMENFASSUNG

Das Projekt VEiN Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze wird durch mehrere Verteilernetzbetreiber der Schweiz und dem Bundesamt für Energie getragen. Das Projekt ist in die operativen Teilprojekte Netze, Resultate, Anlagen, Kunden und Wissenschaftliche Begleitung unterteilt. Die Projektträger von VEiN nehmen über den Projektausschuss, die Begleitgruppe Netz und die Wissenschaftliche Begleitgruppe Einfluss auf das Projekt.

Das Teilprojekt Netz war in der Anfangsphase von VEiN bestimmt, als der Aufbau der Infrastrukturanlagen vorangetrieben werden musste. Mittlerweile liegt die Hauptaufgabe des TP Netz beim Netzbetrieb, der dafür besorgt ist, dass bei Tests oder speziellen Messkampagnen die gewünschten Schaltzustände im Netz erstellt werden. Die Arbeitsgruppen PQ-Messungen und Leitsystem sind dafür besorgt, dass der Betrieb dieser Infrastrukturanlagen aufrechterhalten werden kann und veranlasst Erweiterungen, soweit dies notwendig ist. Als neues Netzelement wurde im Jahre 2013 die Integration eines selbstregulierenden Trafos SRT geplant. Der Trafo SRT wird anfangs 2014 in der TS Kreuzmatt einen der bestehenden Trafos ersetzen.

Das Teilprojekt Resultate mit den Arbeitsgruppen Testdefinition, Testauswertung, Schutzkonzept und Netzberechnungen hat im Jahre 2013 die Arbeit aufgenommen. Die Hauptaufgabe des TP Resultate ist es, die Fragestellungen von VEiN zu beantworten. Dazu müssen die vorhandenen umfangreichen Messresultate ausgewertet werden und daraus Erkenntnisse zur vermehrten dezentralen Einspeisung abgeleitet werden. Abhängig von den Ergebnissen der Messauswertungen muss festgelegt werden, welche weiteren Tests zur Beantwortung der Fragestellungen erforderlich sind.

Erste Messauswertungen liegen vor und wurden beurteilt. Ein Grund dafür, dass VEiN bis jetzt noch zu wenig Aussagen machen konnte, ist unter anderem die schlechte Performance bei der Auswertung der PQ-Messungen. Es hat sich gezeigt, dass für eine effiziente und zielgerichtete Auswertung der sehr grossen Datenmenge bereits nach gut zwei Jahren ein Upgrade der entsprechenden Hard- und Software erforderlich ist.

Basierend auf den Netz- und Verbrauchsdaten von VEiN wurde durch den VSGS eine theoretische Studie zur maximal möglichen Einspeisung ab PV-Anlagen durchgeführt.

Zur Optimierung des Netzberechnungsmodells wurde eine umfangreiche Oberschwingungsmesskampagne durchgeführt. Dadurch können zukünftig mit grösserer Zuverlässigkeit Oberschwingungen und unsymmetrische Einspeisungen modelliert und berechnet werden.

Die Fragestellungen von VEiN wurden kategorisiert um im Jahre 2014 diese gezielt beantworten zu können. Aus dieser Kategorisierung geht hervor, welche Fragen bereits beantwortet werden können, für welche Fragen noch weitere Messauswertungen oder Tests erforderlich sind und welche Fragen durch Nachfolgeprojekte zu beantworten sind.

Mittlerweile sind im Projekt VEiN zwei BHKW und fünf Photovoltaikanlagen mit einer gesamten elektrischen Leistung von 283 kWp installiert. Die mit den DEA im Vorjahr, also im Jahre 2012 erzeugte elektrische Energie betrug 414 MWh.

Im Jahre 2013 wurden ein Mini-BHKW und drei elektrische Speicher auf das NS-Netz aufgeschaltet.



Im Alters- und Pflegeheim sind zwei elektrische Speicher mit einer Leistung von je 9 kW und einem Energiespeicher von je 10 kWh installiert worden. Im Mehrfamilienhaus der Wohnbaugenossenschaft Zähringer ist ein elektrischer Speicher mit einer Leistung von 50 kW und einem Energiespeicher von 25 kWh installiert worden. Die Speicher werden zurzeit mit der Regelfunktion Peak-Shaving betrieben. Im Verlaufe des Jahres 2014 soll die Regelung der Speicher optimiert und alternative Regelstrategien sollen getestet werden.

Die Installation und Inbetriebnahme einer Kleinstwindanlagen mit Energy Balls ist für 2014 vorgesehen. Zur Erhöhung der dezentralen Einspeiseleistung soll im Jahre 2014 ein mobiler Frequenzumformer zur Aufschaltung eines Notstromaggregates ans NS-Netz zum Einsatz kommen.

Auf den Einsatz der vorgesehenen Kleinwasserkraftwerke im Magdenbach und im Rhein an Ufernähe wird verzichtet, da keine Aussicht auf den Erhalt einer Bewilligung bestand, resp. die technische Machbarkeit an der Grenze des Möglichen liegt.

Das Teilprojekt Kunden informiert die Endverbraucher im NS-Netz der TS Kreuzmatt regelmässig über Aktivitäten im Projekt und versucht so ein Feedback von den Endverbrauchern zu erhalten, um auch die „gefühlte Netzqualität“ zu erfassen.

Die Zusammenarbeit mit den Hochschulen im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung wurde im Jahre 2013 intensiviert. Daraus ergaben sich mehrere Projektanträge von denen einige mit Beteiligung von VEiN realisiert werden. Auch wurde festgestellt, dass der Bekanntheitsgrad von VEiN bei den Hochschulen und weiteren Forschungsinstituten gestiegen ist. So erfolgen immer wieder Anfragen zur Mitbenutzung der Plattform VEiN oder der Messdaten aus dem realen Netz.

Über das Projekt VEiN wurde im Jahre 2013 mit Referaten an Fachtagungen, an Foren, an Veranstaltungen von Fachverbänden und an Generalversammlungen informiert.

Das Projekt VEiN hat mittlerweile in der Branche und auch bei den Hochschulen einen grossen Bekanntheitsgrad erreicht. Daher ist es sehr wichtig, dass im Jahre 2014 ein umfassender Bericht zu VEiN mit der Beantwortung der Fragestellungen betreffend der vermehrten dezentralen Einspeisung erstellt wird. Die im Rahmen von VEiN erworbenen Erkenntnisse bezüglich der Platzierung und dem Betrieb der dezentralen Anlagen und deren Einfluss auf die Netzqualität müssen im Jahre 2014 verstärkt nach ausserhalb des Projektes kommuniziert werden.

Mit der verbesserten Kommunikation nach aussen soll erreicht werden, dass die Plattform VEiN mit den im NS-Netz integrierten dezentralen Anlagen und der bestehenden Infrastruktur wie dem Leitsystem und den PQ-Messungen auch weiterhin von interessierten Institutionen genutzt wird.



1 PROJEKTORGANISATION

Das Projekt VEiN Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze wird durch mehrere Verteilernetzbetreiber der Schweiz und dem Bundesamt für Energie getragen. Das Projekt ist gemäss Abbildung 1 in die operativen Teilprojekte Netze, Anlagen, Kunden, Kommunikation und Wissenschaftliche Begleitung unterteilt. Die Projekträger nehmen über den Projektausschuss, die Begleitgruppe Netz und die Wissenschaftliche Begleitgruppe Einfluss auf das Projekt. Der Projektleitung stehen zur Unterstützung die Stabstellen Recht, Finanzen und Sekretariat zur Verfügung.

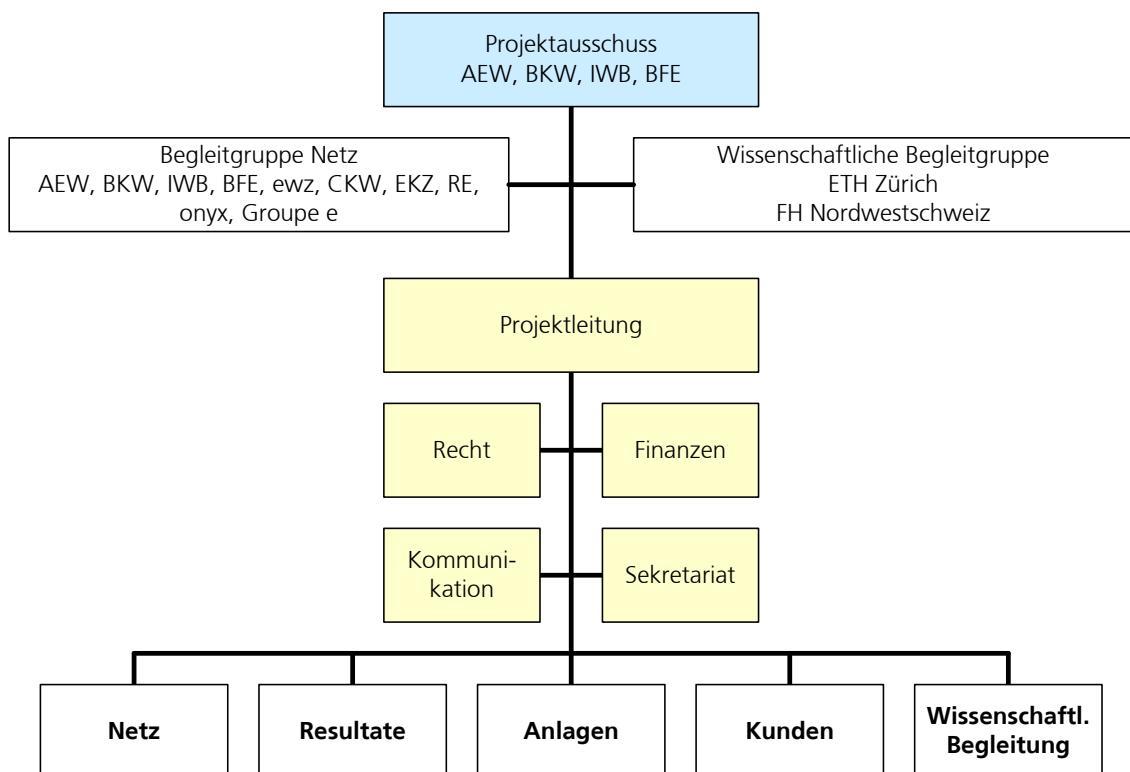


Abbildung 1: Organigramm des Projektes VEiN



2 TEILPROJEKT NETZ

2.1 Allgemein

Das Teilprojekt Netz war in der Anfangsphase von VEiN bestimmt, da die Anlagen installiert sowie die Infrastruktur zur Messung mit dem PQ-System und zur Überwachung und Steuerung mit dem Leitsystem erstellt werden musste. Mittlerweile sind die Anlagen und die Infrastrukturanlagen weitgehend fertig erstellt und werden lediglich noch bei Bedarf punktuell erweitert. Der Aufgabenschwerpunkt von VEiN hat sich vom Aufbau hin zur Nutzung und der Resultatfindung verschoben. Die Organisationsstruktur des TP Netz wurde dem geänderten Aufgabenschwerpunkt angepasst und die bisherige Arbeitsgruppe Resultatfindung zum neuen Teilprojekt Resultate umgeformt. Dem Teilprojekt Resultate wurden auch die Aktivitäten bezüglich der Testauswertungen, des Schutzes und der Netzberechnungen zugeordnet, so dass sich die Organisation des TP Netz entsprechend Abbildung 2 präsentiert.

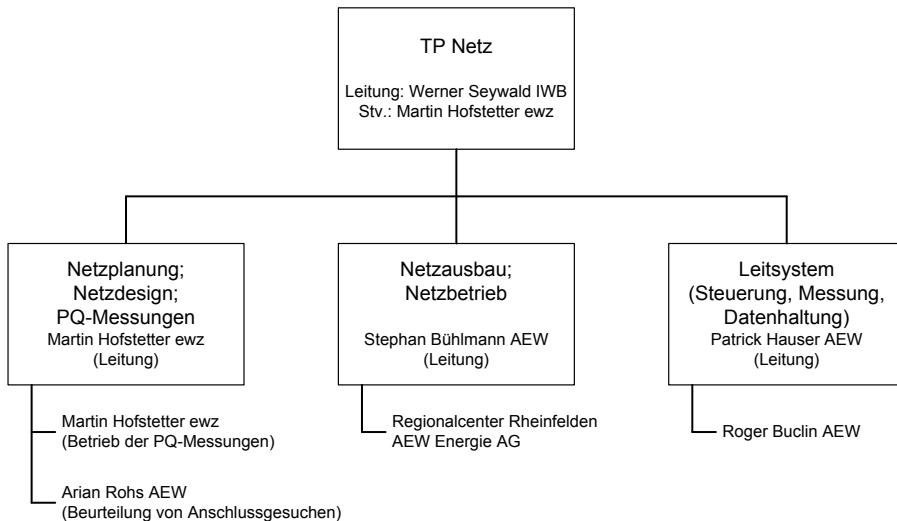


Abbildung 2: Organigramm des Teilprojektes Netz mit Arbeitsgruppen ab Januar 2013

2.2 Ausbauten im NS-Netz

Weitere Anlagen wie die Leichtwindanlage und das Mini BHKW am Jakob-Strasser-Weg sowie die elektrischen Speicher im Gebäude des Alters- und Pflegeheims und im Mehrfamilienhaus der Wohnbaugenossenschaft Zähringer wurden im NS-Netz von VEiN angeschlossen.

2.3 Selbstregulierender Trafo SRT

Die Planung für die Aufnahme eines Selbstregulierenden Transformatoren SRT, der von Rauscher & Stöcklin AG dem Projekt VEiN zur Verfügung gestellt wird, wurde durchgeführt. Einer der beiden Trafos, die in der TS Kreuzmatt installiert sind, wird durch den 630 kVA Trafo SRT ersetzt.

Der Trafo SRT ist im wesentlichen ein konventioneller Öltransformator mit Stufenschalter. Die Schaltung der Stufen erfolgt jedoch nicht manuell im Leerlauf sondern unter Last mittels Leis-

tungselektronischer Komponenten, die in einem seitlichen Zusatz mit getrenntem Ölkreislauf entsprechend Abbildung 3 platziert sind.

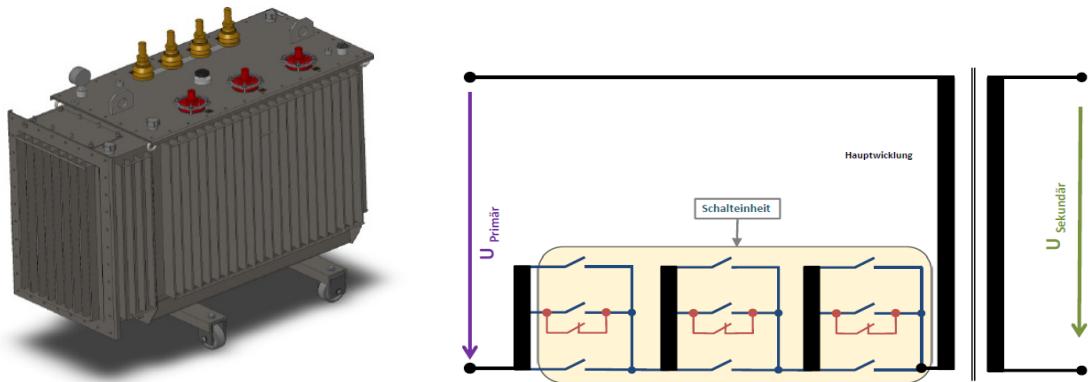


Abbildung 3: Trafo SRT – Aufbau und Schaltprinzip (Quelle: R&S)

Im Trafo SRT wird das Übersetzungsverhältnis durch die Zu- und Wegschaltung von zusätzlichen Primärwicklungen verändert, um so die Spannung auf der Trafosekundärseite zu regeln.

Der Trafo SRT weist eine interne Regelung auf, bei der die Spannung der Sekundärseite auf einen internen Spannungssollwert geregelt wird. Im Projekt VEIN wird der Trafo SRT auf das Leitsystem aufgeschaltet, so dass weitere Regelungen möglich sind, wie die Regelung der Trafosekundärspannung auf einen externen vom Leitsystem vorgegebenen Spannungssollwert oder die Regelung der Spannung an ausgewählten Netzpunkten im NS-Netz auf einen vom Leitsystem vorgegebenen Spannungssollwert.

Der Trafo SRT wurde erstellt und elektrisch geprüft. Die Tests der Steuerung und Regelung stehen noch an. Sobald diese Tests durchgeführt sind, wird der Trafo SRT in der TS Kreuzmatt installiert werden.

2.4 Erweiterungen der Infrastruktur zur Überwachung und Steuerung der Anlagen

Die Infrastruktur zur Überwachung und Steuerung der Anlagen von VEIN besteht aus dem Power-Quality-System (PQ-System) und dem VEIN-Leitsystem. Abhängig von den zusätzlich installierten Anlagen muss diese Infrastruktur erweitert oder intensiver genutzt werden.

Die Messung der elektrischen Größen erfolgt mittels der PQ-Messgeräte, die bei den Dezentralen Einspeisungen, in der Trafostation und in ausgewählten Kabelkabinen installiert sind. Die Auswertung der PQ-Messungen erfolgt mittels GridVis auf dem zentralen Rechner des PQ-Systems. Zurzeit ist allerdings eine effiziente Auswertung der PQ-Messungen aufgrund einer schlechten Performance der Hard- und Software auf der Leitebene des PQ-Systems nicht möglich. Die Massnahmen zur Verbesserung der Messdatenauswertung wurden eingeleitet und sollen ab Anfang 2014 wirksam werden.

Zusätzlich zur Erfassung der PQ-Messgeräte durch den zentralen Rechner des PQ-Systems greifen auch die Unterstationen des VEIN-Leitsystems und ab dem Jahre 2013 die Steuerungen der elektrischen Speicher auf die PQ-Messgeräte zu, um die aktuellen Messwerte zur Verfügung zu haben. Dieser Zugriff erfolgt über TCP/IP, entweder via Ethernet oder über GPRS.



Eine Übersicht zur bestehenden Infrastruktur mit den PQ-Messgeräten und den Unterstationen des VEIN-Leitsystems ist aus Abbildung 4 ersichtlich.

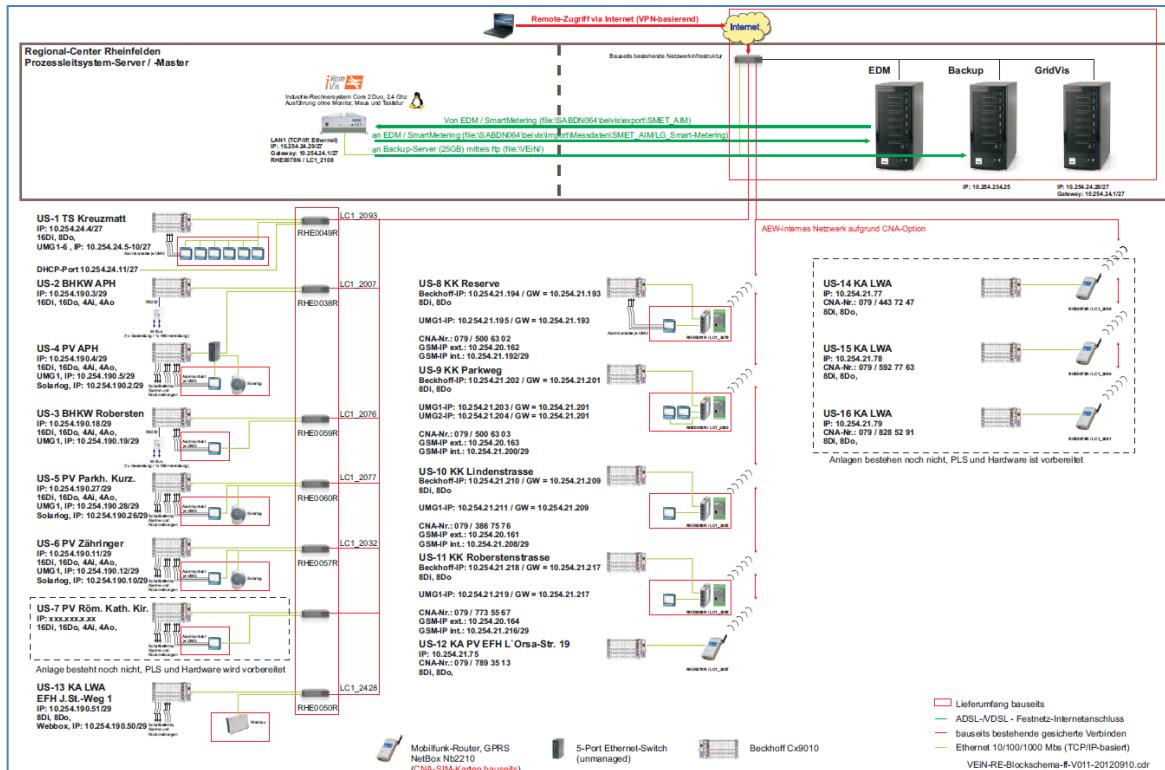


Abbildung 4: IT-Infrastruktur VEIN-Leitsystem mit PQ-Messgeräten (Quelle: Remtec AG)

Die im Jahre 2013 in Betrieb genommene Leichtwindanlage am Jakob-Strasser-Weg wurde auf das VEIN-Leitsystem aufgeschaltet.

Der selbstregulierende Trafo SRT wird, sobald er installiert ist, auf die Unterstation des VEIN-Leitsystems in der TS Kreuzmatt aufgeschaltet. Diese Schnittstelle und der für die Steuerung und Überwachung notwendige Signalaustausch wurden definiert und im Leitsystem vorbereitet. Die externen Sollwertvorgaben und die Übermittlung der Messwerte aus dem NS-Netz für die Regelung im Trafo SRT erfolgen ab dem VEIN-Leitsystem.

Bei den mobilen Frequenzumformern zur zusätzlichen Einspeisung ab Notstromaggregaten ins NS-Netz wird die Messung ebenfalls mittels PQ-Messgerät erfolgen und die Steuerung und Überwachung wird mit einer zusätzlichen Unterstation des VEIN-Leitsystems realisiert. Die Integration in die bestehende IT-Struktur von VEIN erfolgt über GSM-Modem mittels GPRS. Das Prinzip der Messung sowie der Steuerung und Überwachung ist aus Abbildung 17 im Kapitel 3.8 ersichtlich.



3 TEILPROJEKT ANLAGEN

3.1 Allgemeines

Im Projekt VEIN sind seit Sommer 2013 neben den Stromproduktionsanlagen auch Speicheranlagen im Einsatz. Bei den Stromproduktionsanlagen konnte Ende 2012 eine Kleinwindanlage in Betrieb genommen werden. Im Jahre 2013 kam am selben Standort eine Brennstoffzellen-Heizung dazu, welche durch den Schweizerischen Verein des Gas und Wasserfaches (SVGW) zur Verfügung gestellt wurde. Bei den Speicheranlagen handelt es sich um 3 Batterieanlagen an 2 verschiedenen Standorten, welche durch die Industrielle Werke Basel (IWB) zur Verfügung gestellt wurden.

3.2 Anlagen- und Objektübersicht

Der aktuelle Stand der Anlagen für VEIN ist aus Tabelle 1 ersichtlich. Die jeweiligen Standorte sind im Übersichtsplan (Abbildung 5) eingetragen.

Nr.	Anlagen-Kategorie	Objekt	Leistung	Energie	IBS oder einsatzbereit	Status
P1	Photovoltaik	Alters- und Pflegeheim	33.0	29'700	22.04.2010	in Betrieb
P2	Photovoltaik	Parkhaus Kurzentrum	60.0	54'000	29.04.2010	in Betrieb
P3	Photovoltaik	röm. kath. Kirchg. Pfarreigebäude	31.0	27'900	offen	Abklärung
P5	Photovoltaik	Baugenossenschaft Zähringer	32.0	28'800	21.12.2010	in Betrieb
P7	Photovoltaik	EFH, L'Orsa-Strasse 19	9.0	8'100	01.10.2010	in Betrieb
P13	Photovoltaik	EFH, Hermann-Keller-Strasse 7	11.0	9'900	01.04.2012	in Betrieb
W1	Leichtwind-Anlage	EFH, Jakob-Strasser-Weg 1	3.6	< 1000	29.11.2012	in Betrieb
W2.1	Kleinst-Leichtwind-Anlage	Roberstenstrasse	0.5	500	2013	in Planung
W2.2	Kleinst-Leichtwind-Anlage	Lindenstrasse	0.5	500	offen	Abklärung
W2.3	Kleinst-Leichtwind-Anlage	Gartenweg	0.5	500	offen	Abklärung
B1	Erdgas-BHKW	Alters- und Pflegeheim	48.0	278'400	21.12.2010	in Betrieb
B2	Erdgas-BHKW	Schulhaus Robersten	90.0	198'000	22.12.2010	in Betrieb
B7	Erdgas-Mini-BHKW	EFH, Jakob-Strasser-Weg 1	1	7'500	01.06.2013	im Bau
B8	Erdgas-Mini-BHKW	EFH, Salinenstrasse 11	1	7'500	offen	Abklärung
KWK	WWKW Magdenbach	Stadt Rheinfelden	6	48'000	-	canceled
D1	Dieselaggregate mit FU	standortunabhängig	90.0	→	2014	in Planung
D2	Dieselaggregate mit FU	standortunabhängig	90.0	→	2014	in Planung
D2	Dieselaggregate mit FU	standortunabhängig	50.0	→	2014	in Planung
S1	Batterie-Speicher	Baugenossenschaft Zähringer	50.0	↔	17.05.2013	in Betrieb
S2	Batterie-Speicher	Alters- und Pflegeheim	2 x 9.0	↔	17.05.2013	in Betrieb

Stand: 30.10.2013

gesichert oder fertig

wahrscheinlich

Tabelle 1: Zusammenstellung der für VEIN evaluierten Anlagen

Die eingespeiste Energiemenge der Dieselaggregate mit FU (→) wird gering sein, da die Dieselaggregate lediglich im Rahmen von Tests eingesetzt werden.

Die Batteriespeicher im MFH der Baugenossenschaft Zähringer und im Alters- und Pflegeheim wurden im Juni 2013 platziert. Die Inbetriebsetzung dauerte recht lange, so dass mit der Optimierung der Bewirtschaftung der Speicher erst im November 2013 begonnen werden konnte. Die Energiebilanz der Speicher wird bei Vernachlässigung der Verluste ausgeglichen sein (↔), da laufend eine Ladung und Entladung der Batterien, d.h. laufend eine Energieaufnahme aus dem Netz und eine Energieabgabe ins Netz erfolgen wird.

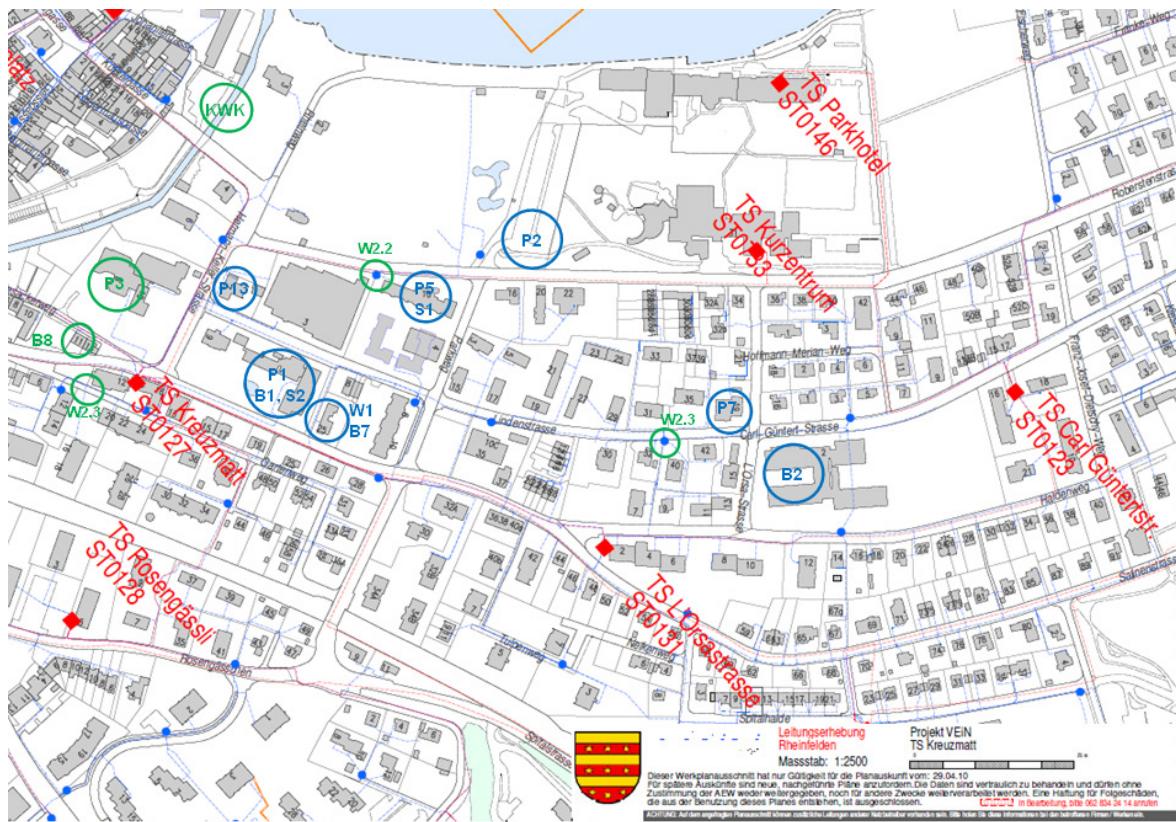


Abbildung 5: VEiN Übersichtsplan mit Anlagenstandorte

3.3 Blockheizkraftwerke (BHKW)

3.3.1 Übersicht über die BHKW in VEiN

Die beiden im AEW-Contracting realisierten Blockheizkraftwerke „BHKW Alters- und Pflegeheim“ und „BHKW Schulhaus Robersten“ wurden im Dezember 2010 in Betrieb genommen. Die beiden BHKW-Anlagen erzeugten in den Jahren 2011 und 2012 zusammen 801'587 kWh elektrische Energie.

Die BHKW-Anlage Schulhaus Robersten wird nicht wärmegeführt gefahren, sondern nur für die Testzwecke von VEiN verwendet. Die dort erzeugte Wärme wird in den Nahwärmeverbund Rheinfelden Ost eingespeist.

BHKW Alters- und Pflegeheim:

Installierte elektrische Leistung: 48 kW
Installierte thermische Leistung: 82 kW
Inbetriebnahme: 21.12.2010

BHKW Schulhaus Robersten:

Installierte elektrische Leistung: 90 kW
Installierte thermische Leistung: 142 kW
Inbetriebnahme: 21.12.2010



BHKW-Anlagen	Inst. Leistung	Produktion		Vollaststunden	
		2011	2012	2011	2012
▪ Alters- und Pflegeheim	48.0 kWp	192'767 kWh	220'296 kWh	4'015 h	4'590 h
▪ Schulhaus Robersten	90.0 kWp	317'610 kWh	70'914 kWh	3'529 h	788 h
TOTAL	138.0 kWp	510'377 kWh	291'210 kWh		

Abbildung 6: BHKW Alters- und Pflegeheim

3.3.2 Mini-BHKW

Die im Projekt als "Mini-BHKW" bezeichneten Anlagen sind sogenannte "Stromproduzierende Brennstoffzellen-Heizungen". Eine Anlage vom Typ Galileo konnte im Sommer 2013 als Ersatz der bestehenden Erdgas-Heizung in einem Einfamilienhaus am Jakob-Strasser-Weg 1 in Betrieb genommen werden. Die Anlage läuft im Normalbetrieb ganzjährig durch. Die Hochtemperatur-Brennstoffzelle liefert Strom und Wärme für die Warmwassernutzung. Während der Heizperiode im Winterhalbjahr schaltet sich nach Bedarf der ebenfalls enthaltene Zusatzbrenner für den Heizbetrieb zu. Gemäss Herstellerangaben ist, im Falle einer Störung oder eines Ausfallen der Brennstoffzelleneinheit, die Warmwasser- und Heizwärmeverversorgung aufgrund des Zusatzbrenners gewährleistet.



- HT-Brennstoffzelle
- integrierte Gas-Heizung
- el. Leistung: 1.0 kW
- th. Leistung: 1.8 kW
- el. Wirkungsgrad: 33%

Abbildung 7: Erdgas-Mini-BHKW, Jakob-Strasser-Weg 1



3.4 Photovoltaik (PV)

Zurzeit sind 5 PV-Anlagen, die im Rahmen von VEiN erstellt wurden, im NS-Netz der TS Kreuzmatt in Betrieb. Die letzte Anlage ging Anfang Mai 2012 ans Netz.

PV-Anlage Alters- und Pflegeheim

- Installierte el. Leistung: 32.8 kWp
- 156 PV-Module à 210 Wp
- 6 x 1-phasige Wechselrichter
- Inbetriebnahme: 22.04.2010

PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum

- Installierte el. Leistung: 60.1 kWp
- 286 PV-Module à 210 Wp
- 11 x 1-phasige Wechselrichter
- Inbetriebnahme: 29.04.2010

PV-Anlage L'Orsastrasse (privat)

- Installierte el. Leistung: 9.4 kWp
- 1 x 3-phasige Wechselrichter
- Inbetriebnahme: 30.10.2010

PV-Anlage Wohnbaugenossenschaft

- Installierte el. Leistung: 31.5 kWp
- 150 PV-Module à 210 Wp
- 2 x 3-phasige Wechselrichter
- Inbetriebnahme: 21.12.2010

PV-Anlage Hermann-Keller-Strasse (privat)

- Installierte el. Leistung: 10.9 kWp
- 1 x 3-phasige Wechselrichter
- Inbetriebnahme: 01.05.2012



PV-Anlagen	Inst. Leistung	Produktion		Vollaststunden	
		2011	2012	2011	2012
▪ Alters- und Pflegeheim	32.8 kWp	31'729 kWh	27'477 kWh	967 h	859 h
▪ Parkhaus Parkresort Rheinfelden	60.1 kWp	61'515 kWh	49'896 kWh	1'023 h	832 h
▪ Wohnbaugenossenschaft Zähringer	31.5 kWp	37'560 kWh	30'887 kWh	1'192 h	981 h
▪ Privat: L'Orsastrasse	9.4 kWp	9'504 kWh	8'339 kWh	1'011 h	826 h
▪ Privat: Hermann Keller Strasse	10.9 kWp	-	* 6'246 kWh	-	* 573 h
TOTAL	144.7 kWp	140'308 kWh	122'845 kWh	*Inbetriebnahme 25.05.2012	

Abbildung 8: Zusammenstellung der PV-Anlagen in VEiN



3.5 Windanlagen

3.5.1 Übersicht über Windanlagen in VEiN

Die volatile Produktionsart Wind stellt für den Feldversuch eine interessante Produktionsform dar, da sie neben der Photovoltaik eine weitere wetterabhängige Produktionsart ist. Es ist im Projektperimeter nicht möglich grosse Windanlagen zu installieren. Daher werden kleine Anlagen mit einer vergleichsweise kleinen elektrischen Leistung vorgesehen. Das Einspeiseverhalten soll anhand dieser Kleinwindanlagen untersucht werden.

3.5.2 Windenergieanlage mit H-Rotor

Eine 1-phasige 3.6 kW-Anlage mit H-Rotor konnte im November 2012 in Betrieb genommen werden. Eine Aussage zum Einspeiseverhalten kann erst nach der Wintersaison 2013/14 gemacht werden, da das Windaufkommen am Standort bescheiden und die Windhäufigkeit im Winterhalbjahr besser ist.

3.5.3 Windenergieanlagen Energy Balls

Ein weiterer Kleinwind-Anlagentyp ist der sogenannte "Energy Ball". Er wird aufgrund seiner Bauform so genannt. Das Produkt stammt aus Holland und wird als Bausatz für Eigenheimbesitzer angeboten. Es handelt sich ebenfalls um eine 1-phasige Anlage mit 0.5 kW Leistung. 3 Anlagen sind für den Feldversuch vorgesehen. Die Anlagen sollen auf Beleuchtungskandelaber auf öffentlichen Grund entsprechend den Fotomontagen in Abbildung 9 zu stehen kommen. Es wird erwartet, dass die Windverhältnisse in den Strassen etwas besser sind als am Standort der H-Rotor-Anlage. Im Frühjahr 2013 wurden hierfür 3 Baugesuche eingereicht. Das Baugesuch für den Standort Roberstenstrasse (linkes Bild in Abbildung 9) wurde bewilligt und wird realisiert.



Abbildung 9: Kleinwindanlagen mit Energy Ball

Links: Fotomontage für die Baueingabe am Standort Roberstenstrasse
Rechts: Fotomontage für die Baueingabe am Standort Gartenstrasse

3.6 Kleinwasserkraftwerk

Das Versorgungsgebiet der TS-Kreuzmatt wird im Nordwesten vom Magdenbach und im Norden vom Rhein begrenzt. Von daher bietet es sich an, auch die Kleinwasserkraft für die dezentrale Stromproduktion zu nutzen. Es wurde bereits im Jahr 2010 eine erste Realisierbarkeit eines Wasserwirbelkraftwerkes im Magdenbach abgeklärt. Die relativ hohen Gestehungskosten lassen mit KEV-Vergütung keinen wirtschaftlichen Betrieb über die Lebensdauer zu. Es wurde daraufhin mit dem Hersteller Vorteco AG ein Ansatz für eine temporäre Anlage, welche zu Testzwecken genutzt wird, geprüft. Dies wäre technisch machbar. Mit der Bewilligungsbehörde für die Wassernutzungs-Konzession, dem Departement BVU Abt. Gewässer wurde die Möglichkeit einer Ausnahmebewilligung auf eine beschränkte Dauer abgeklärt. Aufgrund des Programms "Wiederansiedlung des Lachses im Hochrhein" ist das Projektvorhaben am Magdenbach auch für eine temporäre Dauer nicht bewilligungsfähig, da das geplante Kleinwasserkraftwerk am Magdenbach ein neues Hindernis für die Ansiedelung der Fische darstellt. Im Sommer hat die Projektsteuerung beschlossen das Projektvorhaben am Magdenbach nicht weiter zu verfolgen.

Als Alternative zum Magdenbach wurde diesen Sommer die Nutzung des Rheinwassers mittels einer hydrokinetischen Turbine HKT, einer Durchströmturbine, geprüft. Bei diesem Turbinentyp wird die Energie nur aus der Strömung gewonnen. Die Turbine wird an geeigneter Stelle, vorzugsweise uferseitig, in den Fluss gehängt. Die Turbine besitzt 2 Schwimmer, welche zusammen mit dem Eigengewicht die Anlage knapp unter der Wasseroberfläche halten. Um eine 4 kW-Anlage betreiben zu können sind 2,5 m/s Fliessgeschwindigkeit erforderlich. Beim Rheinufer am Standort des Feldversuches beträgt die Fliessgeschwindigkeit leider weniger als 1,5 m/s, womit diese Alternative zur Stromerzeugung am Standort des Feldversuches nicht geeignet ist. In der Mitte des Rheins ist die Fliessgeschwindigkeit deutlich höher. Dort ist jedoch eine Platzierung der Durchströmturbine nicht möglich.



Abbildung 10: Idee einer Kleinwasserkraftanlage am Rheinufer bei Rheinfelden
Links: Hydrokinetische Turbine HKT (Durchströmturbine)
Rechts: Anwendungsbeispiel für HKT

3.7 Elektrische Energiespeicher

3.7.1 Installation der elektrischen Speicher

Die drei von der IWB zur Verfügung gestellten elektrischen Energiespeicher konnten im Juni 2013 installiert und anschliessend in Betrieb genommen werden. Ab November 2013 läuft die Optimierung der Speicherbewirtschaftung. Die Speicher weisen eine Leistung und ein Speichervermögen von einmal 50 kW / 25 kWh und zweimal je 9 kW / 10 kWh auf.



Abbildung 11: Elektrische Energiespeicher

Links: 2 x 10 kWh Komplettanlagen im Kellergang Alters- und Pflegeheim

Mitte: 25 kWh Batterieschränke im Boilerraum Wohnbaugenossenschaft Zähringer

Rechts: 50 kW Wechselrichtereinheit im Boilerraum Wohnbaugenossenschaft Zähringer

Die Speicher sind AC-seitig an den beiden Standorten direkt an das öffentliche Stromnetz angeschlossen. Die Speicher werden über die Steuer- und Regel-Logik der Firma Ampard AG betrieben. Diese wiederum nutzt die Messdaten der jeweiligen installierten und zugewiesenen Messstellen der PQ-Messungen (UMG 605) zur Regelung.

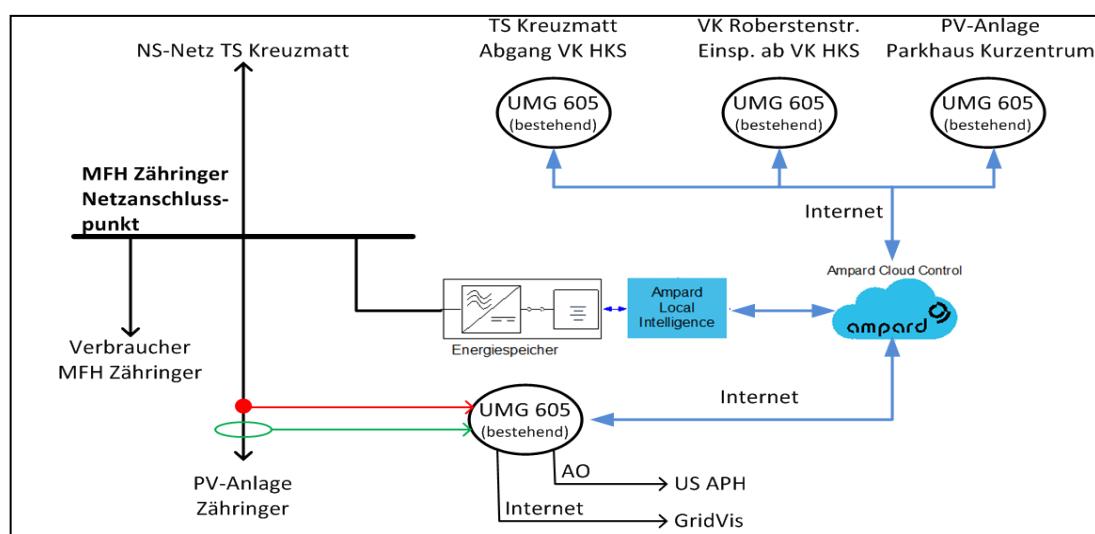


Abbildung 12: Systemlandschaft Speichersystem am Beispiel WBGZ Zähringer

Die Speicheranlagen sind in der Lage unterschiedliche Betriebsmodi zu fahren. Neben den netzgebundenen Modi ist auch ein Modus als "unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)" bei einem allfälligen Netzausfall möglich. Zukünftig werden die Anlagen auch Blindleistung regeln können.

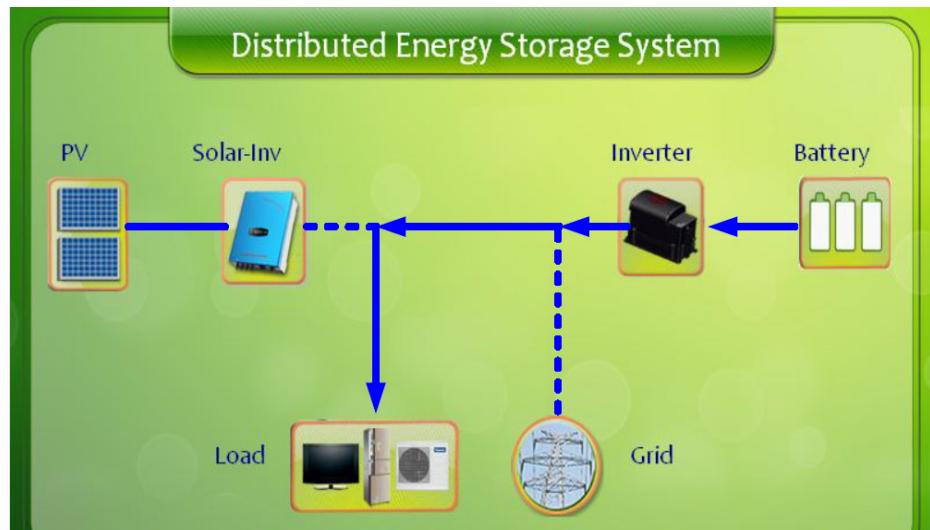


Abbildung 13: Prinzip der verschiedenen Betriebsmodi der elektrischen Speicher Integration im Netz mit dezentraler Einspeisung (alle Verbindungen) Betrieb als USV-Anlage (ohne Verbindung zu Grid)

3.7.2 Regelung der elektrischen Speicher

Die für VEiN zur Verfügung stehenden elektrischen Energiespeicher im Alters- und Pflegeheim (APH) und im Mehrfamilienhaus der Wohnbaugenossenschaft Zähringer (WBGZ) sind vorerst auf die Betriebsart Peak-Shaving eingestellt. So wird mit dem Speicher von 50 kW und einer Speicherkapazität von 25 kWh im MFH der WBGZ die Leistung des Abganges zur Kabelkabine Hermann-Keller-Strasse in der TS Kreuzmatt geregelt. Mit den beiden Speichern im APH von je 9 kW Leistung und 10 kWh Speichervermögen wird die Leistung im Abgang APH der TS Kreuzmatt geregelt, wie in Abbildung 14 dargestellt.

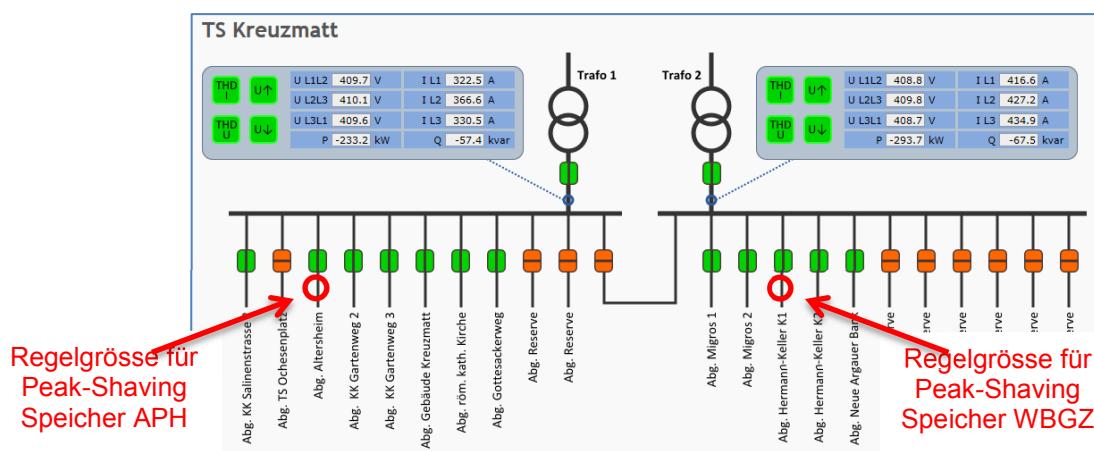


Abbildung 14: TS Kreuzmatt mit Abgängen – Peak-Shaving Regelung

Die Regelung mittels Peak-Shaving durch die elektrischen Speicher befindet sich in der Optimierungsphase. Der Verlauf der Leistungen und des Speicherzustandes der beiden Energiespeicher im APH ist aus Abbildung 15 ersichtlich.

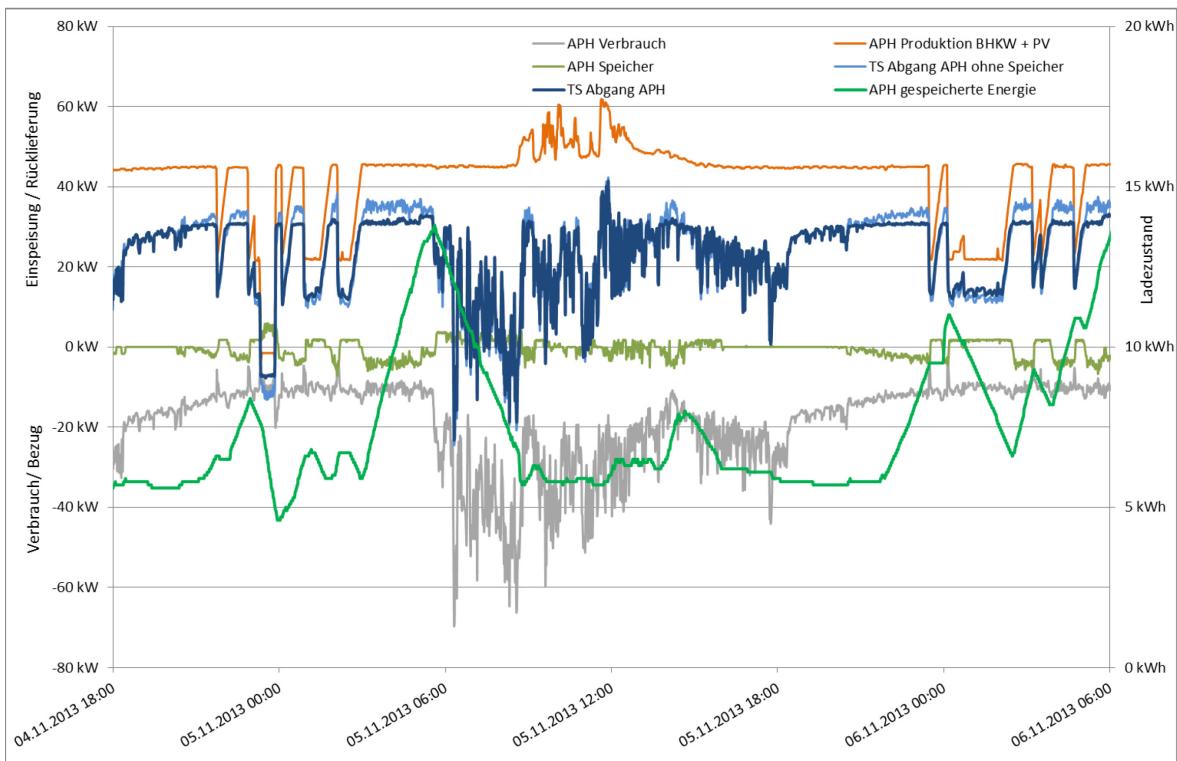


Abbildung 15: APH – Verlauf Leistungen Verbrauch, DEA, Speicher und Abgang in der TS

Die Regelgrösse für das Peak-Shaving in Abbildung 15 ist die gemessene Wirkleistung in der TS Kreuzmatt Abgang APH (dunkelblaue Kurve; positive Werte entsprechen einer Rücklieferung in Richtung Trafo). Ohne Speicher würde der Verlauf der hellblauen Kurve entsprechen. Die elektrische Produktion durch das BHKW und die PV-Anlage ist mit der orangen Kurve dargestellt. Die Leistung der Speicher im APH ist mit der hellgrünen Kurve dargestellt. Dabei entsprechen negative Werte einer Ladung der Batterien und positive Werte einer Entladung, also einer Einspeisung von Wirkleistung ins NS-Netz. Der Ladezustand der Batterien ist aus der dunkelgrünen Kurve, die sich auf die rechte Skala bezieht, ersichtlich. Der Verbrauch des APH ist aus der grauen Kurve ersichtlich.

Die Sollwerte für das Peak-Shaving sind bei den Speichern im APH so gewählt, dass bei einer Rücklieferung im Abgang APH in der TS Kreuzmatt von mehr als 30 kW die Speicher elektrische Energie aufnehmen, bei einem Bezug von mehr als 5 kW ab der TS Kreuzmatt speisen die Speicher ins Netz ein. Liegt der Bezug, resp. die Rücklieferung zwischen diesen Sollwerten, so werden die Speicher langsam geladen oder entladen, so dass ein Speicherzustand von 30 %, d.h. von insgesamt 6 kWh erreicht wird.

Aus dem in Abbildung 15 dargestellten Verlauf geht hervor, dass mit den Speichern die bezogene und rückgelieferte Leistung im Abgang APH der TS Kreuzmatt in einem geringen Masse beeinflusst werden kann. So wird bei Produktion des BHKW und geringem Verbrauch wie dies in den Nachtstunden der Fall ist, die Rücklieferung reduziert, was aus dem Vergleich der dunkelblauen mit der hellblauen Kurve hervorgeht. Wird das BHKW aufgrund von feh-

lendem Wärmebedarf ausgeschaltet, wie z.B. am 5.11.2013 um ca. 00:00 Uhr, so speisen die Speicher ins Netz ein und der Sollwert für den Leistungsbezug von 5 kW wird eingehalten. Die bisherige Betriebserfahrung mit dem Peak-Shaving zeigt, dass die Regelung bei langsam Änderungen gut funktioniert und die Sollwerte eingehalten werden, solange die Kapazität der Speicher nicht über- oder unterschritten ist. Bei schnellen und grossen Änderungen des Leistungsbezug, wie z.B. am Vormittag des 5.11.2013 wird der Sollwert der Bezugsgrenze jedoch überschritten, obwohl noch ausreichend gespeicherte Energie vorhanden gewesen wäre und trotzdem die Leistung der elektrischen Speicher nicht vollständig ausgenutzt wurde. Die Regelung des Peak-Shaving muss daher für schnelle und grosse Änderungen noch optimiert werden.

3.8 Mobiler Frequenzumformer zur Aufschaltung von Notstromaggregaten

Zur Verstärkung der dezentralen Einspeisung ins NS-Netz von VEiN ist vorgesehen Notstromaggregate über mobile Frequenzumformer (FU) gemäss Abbildung 16 aufzuschalten. Mit diesen mobilen FU mit einer Leistung von 90 kW wird es möglich sein, beliebige Produktionsverläufe zu realisieren.

Die Realisierung der mobilen FU erfolgt zusammen mit der Fachhochschule HES SO in Sion. Im Juni dieses Jahres erfolgte zusammen mit der HES SO und einem Vertreter von ABB Oy, dem möglichen Lieferanten des FU, eine Besprechung bezüglich der Machbarkeit und der Anforderungen an die Steuerung für den mobilen FU. Anschliessend führte die HES SO in ihrem Grid Labor entsprechende Versuche mit FU vom vorgesehenen Typ jedoch mit kleinerer Leistung durch. Die Versuche waren erfolgreich und klärten die noch offenen Fragen bezüglich der notwendigen Komponenten und der Steuerung des FU. Die mobilen FU für VEiN sollen somit entsprechend dem Prinzipschema gemäss Abbildung 17 ausgeführt werden.

Die Messung, Überwachung und Steuerung des mobilen FU wird in die Infrastruktur von VEiN bestehend aus dem PQ-System und dem Leitsystem entsprechend Abbildung 17 eingebunden.

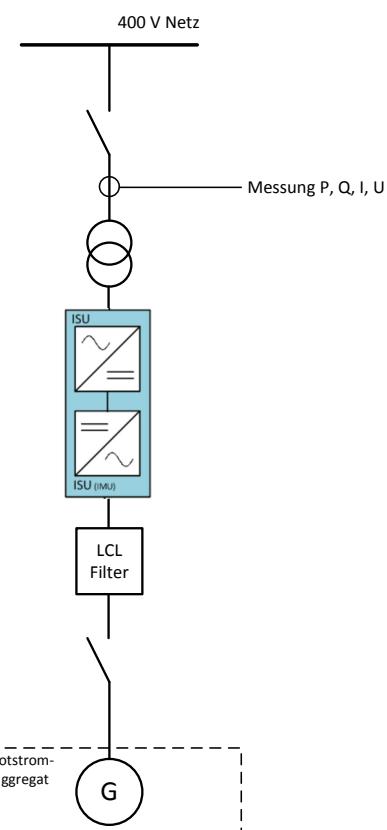


Abbildung 16: Prinzipschema zum mobilen FU

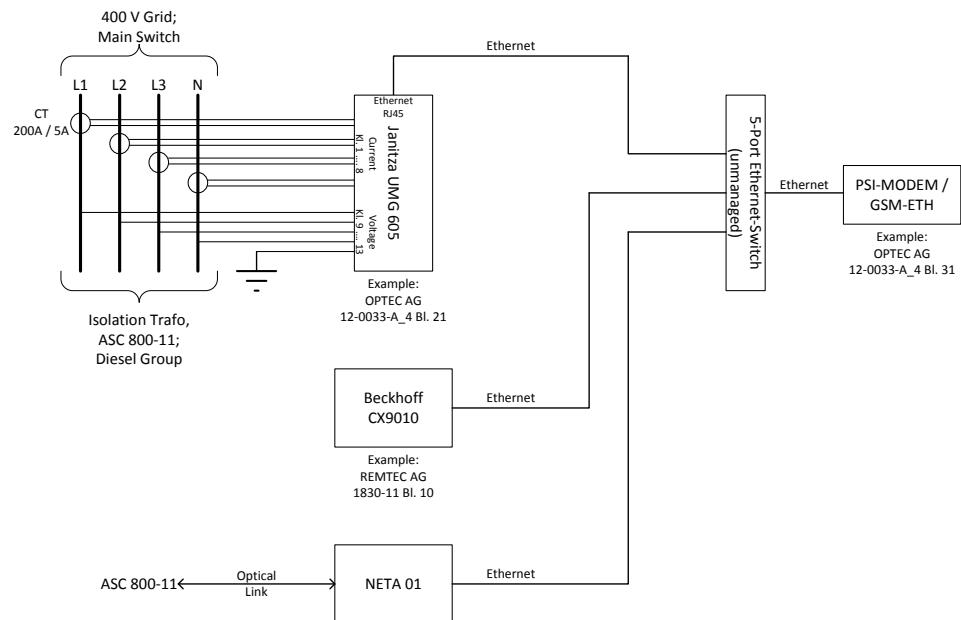


Abbildung 17: Prinzip der Messung, Steuerung und Überwachung des mobilen FU

Die Detailplanung für einen der drei vorgesehenen mobilen FU läuft, d.h. das Elektroschema wird erstellt und die Auswahl einer geeigneten mobilen Kabine zur Platzierung der Geräte wird evaluiert. Der Zusammenbau des ersten mobilen FU bei einem Tableaubauer ist für den Januar 2014 geplant, so dass anschliessend der mobile FU bei der HES SO in Sion getestet werden kann und für VEiN zur Verfügung steht.



4 TEILPROJEKT RESULTATE

4.1 Allgemein

Bisher lag im Projekt VEiN der Fokus auf dem Aufbau der Infrastruktur. Sinngemäß war die Projektorganisation eine Aufbauorganisation. Test und Resultatfindung waren ein Teil des TP Netz. Ende 2012 wurde klar, dass der Fokus nun verstärkt auf die Resultate gelegt werden muss. Dazu gehören die Testdefinition und die Testauswertung, aber auch das Schutzkonzept und die Netzberechnungen. Anfang 2013 wurde die Organisation entsprechend angepasst und in eine Zielerreichungsorganisation übergeführt. Neu wurde das Teilprojekt Resultate entsprechend Abbildung 18 gebildet.

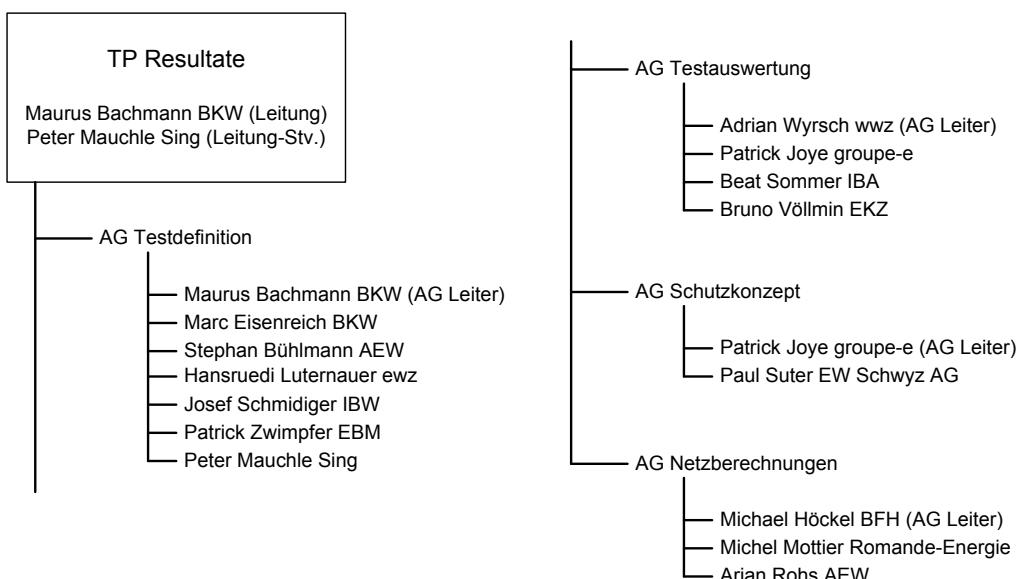


Abbildung 18: Organisation des TP Resultate

Die dem TP Resultate zugeteilten Aufgaben sind:

- Ausarbeiten von Tests und veranlassen der Durchführung
- Auswerten der Tests basierend auf den Messergebnissen
- Ausarbeiten von Schlussfolgerungen aus VEiN
- Beantwortung der identifizierten Fragen an VEiN
- Ausarbeitung von Vorgaben für den Netzausbau und den Netzbetrieb, den Schutz im NS-Netz, die Technische Regeln usw.

Das neue Teilprojekt nahm die Arbeit anfangs 2013 auf und startete mit einer Standortbestimmung. Die Illustration in Abbildung 19 zeigt das grundsätzliche Vorgehen zur Resultatfindung auf. Ausgehend von den Fragestellungen werden die Einzeltests mit den erwarteten Ergebnissen festgelegt. Daraus werden die einzelnen Schritte eines Testes definiert und im Detail geplant. Die Durchführung der Tests erfolgt gemäß denen im Testprogramm vorgegebenen Einzelschritten. Wenn die durchgeföhrten Tests als erfolgreich im Sinne des Testpro-

grammes akzeptiert werden, erfolgt anschliessend die Beurteilung der Messresultate und die Verifikation der Erwartungen. Darauf basierend können die Fragestellungen zu VEIN beantwortet und Aussagen zur Zunahme der DEA in Niederspannungsnetzen gemacht werden.

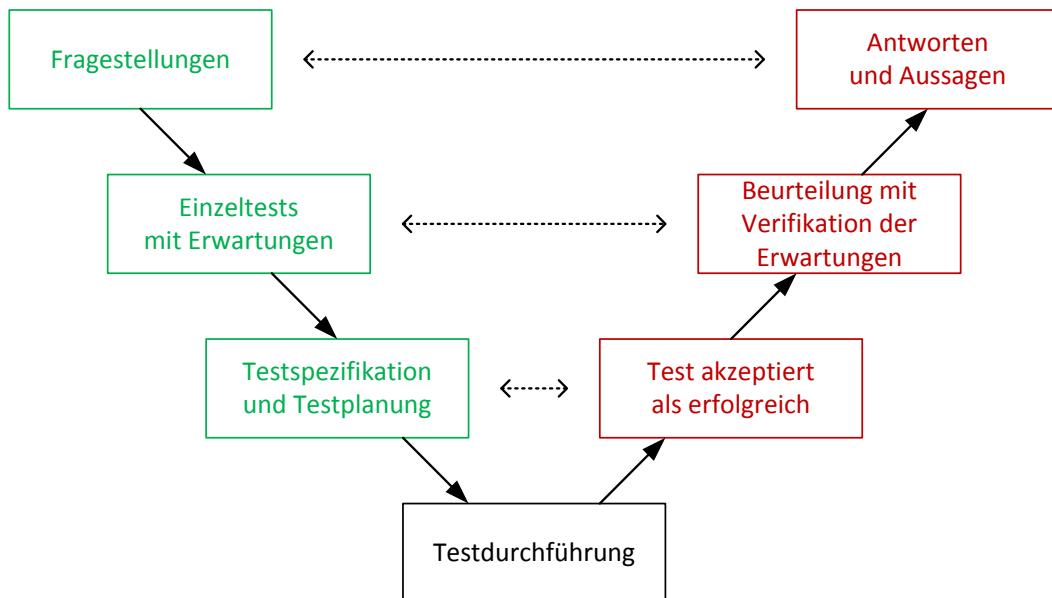


Abbildung 19: Resultatfindung in verschiedenen Phasen

Es zeigte sich, dass auf drei Ebenen gearbeitet werden muss:

1. **Auswertung** der schon durchgeföhrten Tests gemäss den vorhandenen Vorgaben.
2. **Definition und Durchführen** von weiteren Tests.
3. Beurteilung der ursprünglich definierten **Fragestellungen und Thesen**.

Diese Arbeiten wurden parallel angegangen. Sie werden im Folgenden erläutert.

4.2 Auswertungen und weitere Erkenntnisse

4.2.1 Spannungsverläufe bei Strängen mit Auswertungen

Eine der erwarteten Auswirkungen der dezentralen Einspeisung ist die Spannungserhöhung am Anschlusspunkt. Das Ziel dieser Auswertungen war, bereits vorhandene Messungen weiter auszuwerten, um diesen Effekt quantitativ verifizieren zu können. Die Einspeisungen der PV-Anlagen Zähringer und Parkhaus Kurzzentrum gemäss Schema in Abbildung 20 wurden untersucht. Der Verlauf Wirkleistung vom 15.06.2013 an verschiedenen Netzpunkten im Netz ist in Abbildung 21 ersichtlich.

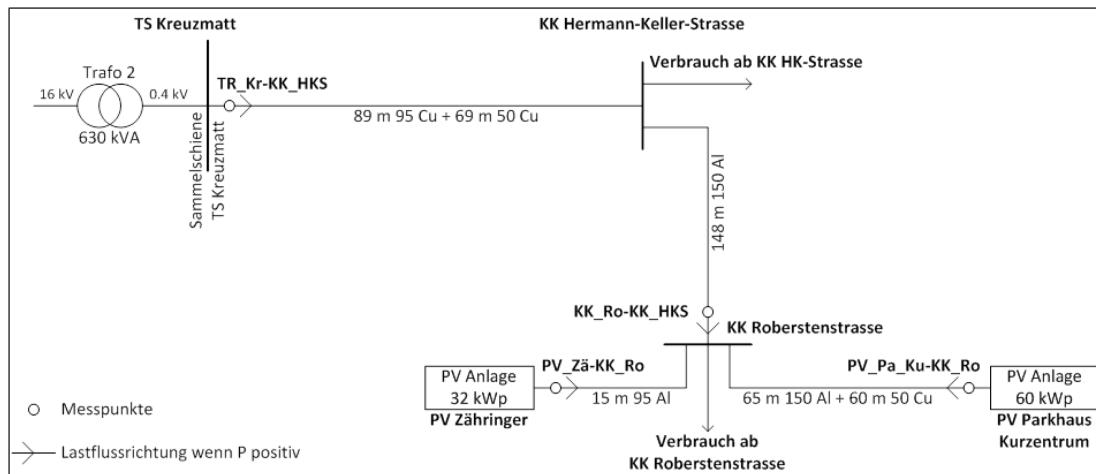


Abbildung 20: Schema zur Untersuchung der Spannungserhöhung durch PV-Anlagen

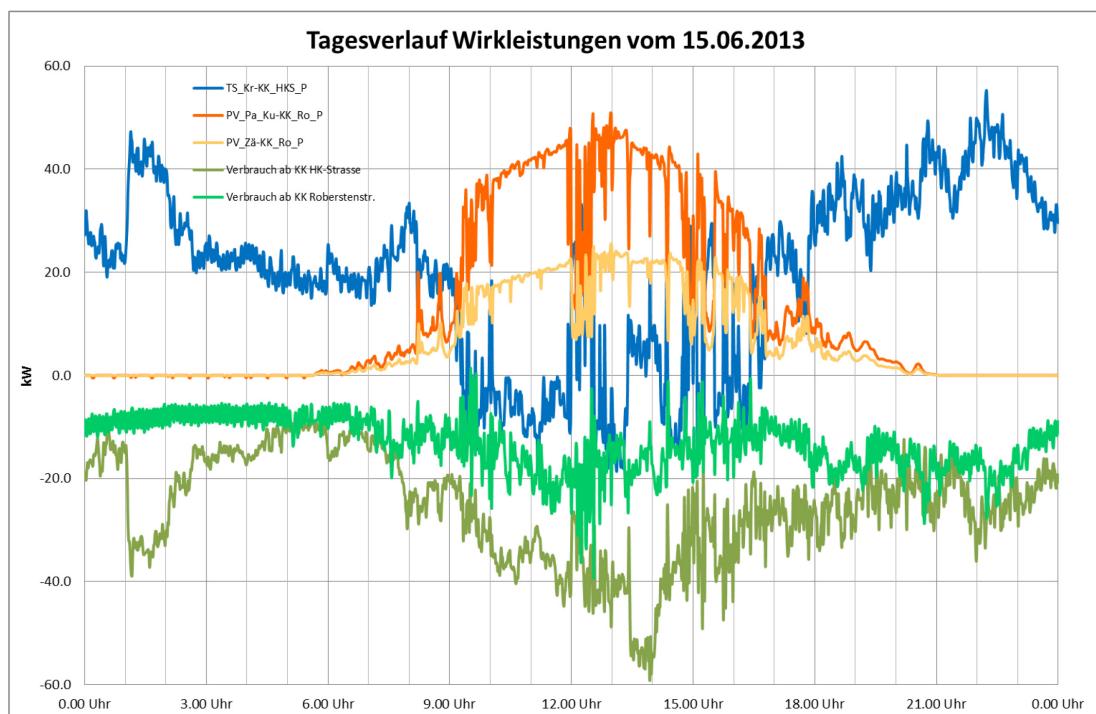


Abbildung 21: Tagesverlauf der gemessenen Wirkleistungen am 15. Juni 2013.
blau: Einspeisung ab Trafo; rot und orange: Einspeisung ab den PV-Anlagen
grün und oliv: berechneter Verbrauch an den nicht gemessenen Abgängen

Aus den vorhandenen Messungen konnte der Spannungsabfall über der Anschlussleitung von der KK Roberstenstrasse zur PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum als Funktion der eingespeisten Leistung extrahiert werden. Abbildung 22 zeigt die Resultate für zwei verschiedene Tage. Zusätzlich zur recht volatilen Einspeisung vom 15. Juni 2013 wurde eine praktisch ungestörte PV-Einspeisung vom 17. August 2012 analysiert. Die Spannungserhöhung der verketteten

Spannung als Funktion der eingespeisten Leistung ist linear und etwa gleich für beide Messungen.

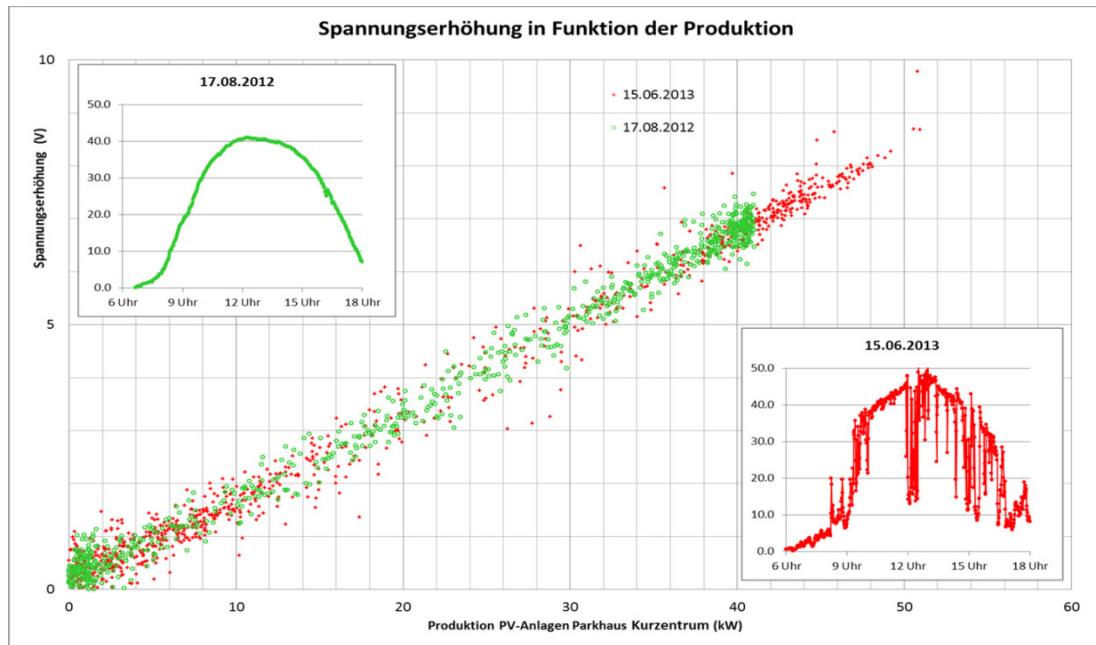


Abbildung 22: Spannungserhöhung als Funktion der eingespeisten PV-Leistung

Wie schon frühere Auswertungen gezeigt haben, werden die Spannungsgrenzwerte nicht verletzt. Aus der Grafik kann die Grenze aber mit einer einfachen Extrapolation abgeschätzt werden: Mit 8.5 V bei 50 kW ergibt sich für die 10%-Grenze von 40 V als sehr grobe Schätzung eine mögliche Einspeisung von ca. 235 kW an diesem Anschlusspunkt. Natürlich muss für die detaillierte Analyse das ganze Netz, und nicht nur der Spannungsabfall über diesen Leitungsabschnitt betrachtet werden.

Neben der einfachen Abschätzung der Grenze zeigt diese Auswertung auch, dass die Infrastruktur VEIN geeignet ist um die Auswirkungen zu verifizieren. Die Messgenauigkeit genügt, die richtigen Werte werden aufgezeichnet und die Auswertungen sind möglich. In einem weiteren Schritte können somit auch kompliziertere Sachverhalte analysiert werden.

Die Analyse dieser Messungen ergab weitere einfache Erkenntnisse wie

- Im untersuchten Strang wurde Netto-Rückspeisung erreicht.
- Die Produktionsleistung zeigt zeitweise eine grosse Dynamik inklusive Lastflussumkehr.
- Die Blindleistung im untersuchten Abschnitt stammt zum Grossteil von den Verbrauchern.
- Die Spannungsvariationen röhren nicht nur von Produktion und Last im Verteilnetz her.
- Die gemessenen Spannungsvariationen variieren von -5 bis +10 Volt (-1.3 bis +2.5%).
- Die Messungen im Winter weisen kleinere Werte bei der Produktion durch die PV-Anlagen auf. Die Last in diesem Strang ist im Winter ebenfalls geringer als im Sommer.



4.2.2 PQ-Auswertungen und ihre Problematik

Die mit den PQ-Messgeräten erfassten elektrischen Werte werden vom zentralen Rechner des PQ-Systems mittels der Software GridVis regelmässig ausgelesen und in einer MySQL-Datenbank gespeichert. Mittlerweile ist die gespeicherte Datenmenge auf über 200 GB angestiegen und wächst weiter. Der Zugriff auf die gespeicherten Daten erfolgt mit der Software GridVis, dem zentralen Werkzeug zur Überwachung und Konfiguration der PQ-Messgeräte, zur Darstellung der Online-Messwerte, für den Zugriff auf die historischen, in der MySQL-Datenbank abgelegten Messwerte sowie für die Erstellung von Reports zur Netzqualität.

Die Überwachung und Konfiguration der PQ-Messgeräte sowie die Darstellung von Online-Messwerten mit GridVis funktioniert gut. Der Zugriff auf die historischen Werte und somit auch die Erstellung von Reports zur Netzqualität jedoch ist ungenügend, da die Antwortzeiten viel zu lange dauern. Eine Auswertung der Messwerte und der durchgeföhrten Tests bezüglich der Netzqualität ist somit nicht möglich. Diese Unzulänglichkeit für die Auswertung der Messwerte ist unter anderem auch ein Grund dafür, dass bis zum heutigen Zeitpunkt VEiN erst wenige Aussagen zur Auswirkung der dezentralen Einspeisung auf die Netzqualität machen konnte.

Die Analyse der MySQL-Datenbank durch den Lieferanten des PQ-Systems und einen Datenbankspezialisten zeigte einzelne Optimierungsmöglichkeiten auf, die umgehend vorgenommen wurden. Die Optimierungen brachten leichte Verbesserungen in der Performance zur Auswertung der gespeicherten Messdaten. Eine Auswertung und Beurteilung der Netzqualität ist jedoch nach wie vor mit dem bestehenden System nicht möglich.

Mit einem Hardware- und Software-Upgrade der Leitebene des PQ-Systems soll eine Auswertung der gespeicherten Messwerte ermöglicht werden. Dieser Upgrade beinhaltet im Wesentlichen den Ersatz des zentralen Rechners durch einen leistungsstärkeren 64 Bit Rechner und den Einsatz von GridVis Version 4. Gemäss Aussage des Lieferanten des PQ-Systems konnte mit einem gleichartigen Upgrade bei einem andern Kunden eine Performance erreicht werden, die auch für die Datenauswertung im Projekt VEiN ausreichend wäre.

Nach dem Upgrade werden die noch ausstehenden Auswertungen der Tests der unsymmetrischen Einspeisung, der Einspeisungen bei Trafoparallelschaltung und der Einspeisungen bei Betrieb mit einem Trafo umgehend durchgeführt.

4.2.3 Maximal mögliche PV-Einspeisungen und Einhaltung der DACHCZ

Eine Arbeitsgruppe des Verein Smart Grid Schweiz (VSGS) hat sich mit der Frage der Auswirkungen von erneuerbaren Energien auf die bestehenden Netze beschäftigt. In diesem Zusammenhang wurden auch Berechnungen für das NS-Netz von VEiN durchgeführt. In diesem Netz werden die Auswirkungen von neuen erneuerbaren Energien auf die Verteilnetze mess-technisch erfasst und bewertet.

Der Ansatz der Arbeitsgruppe des VSGS war es, die theoretische maximale Belegung von Gebäuden durch PV-Anlagen und deren Auswirkungen auf das NS-Netz durch Netzberechnungen zu analysieren. Die AEW Energie AG hat dazu die maximal mögliche durch PV-Anlagen in das Netz einzuspeisende Leistung ermittelt. Berücksichtigt wurden alle Gebäude, die im Normalschaltzustand ab der Trafostation Kreuzmatt versorgt werden. Bei der Ermittlung des Maximalwertes der Einspeisung wurden die Dachneigung und die Ausrichtung mitberücksichtigt. Daraus ergibt sich eine maximal mögliche Einspeiseleistung der PV-Anlagen von 1'500 kVA,

ohne Berücksichtigung der unterschiedlichen maximalen Einspeisezeitpunkte der einzelnen Anlagen. Diese durch die PV-Anlagen erzeugte Leistung ist mehr als doppelt so gross, wie die aktuell tatsächlich benötigte maximale Leistung der Verbraucher. Diese Leistung würde an sonnigen Sommertagen dauerhaft, d.h. mittags über mehrere Stunden, und bei gleichzeitig wenig Bezug von elektrischer Leistung auch die maximale Belastbarkeit der Trafos überschreiten. Im konkreten Fall der TS Kreuzmatt, wäre eine Überlastung der Trafos an sonnigen Sonnabenden im Sommer möglich, wenn das grosse Einkaufszentrum geschlossen ist.

Basierend auf den möglichen maximalen Einspeisungen wurden Netzberechnungen mit dem Programm Neplan durchgeführt und vor allem hinsichtlich der Spannungseinhaltung gemäss den DACHCZ-Richtlinien und der EN50160 bewertet. Die Ergebnisse von 7 Kabelkabinen verteilt auf 3 Niederspannungsabgänge in der TS Kreuzmatt entsprechend Abbildung 23 wurden beurteilt. Die Kabelkabinen sind ab der Trafostation unterschiedlich weit entfernt und auch über unterschiedliche Kabeltypen angeschlossen.

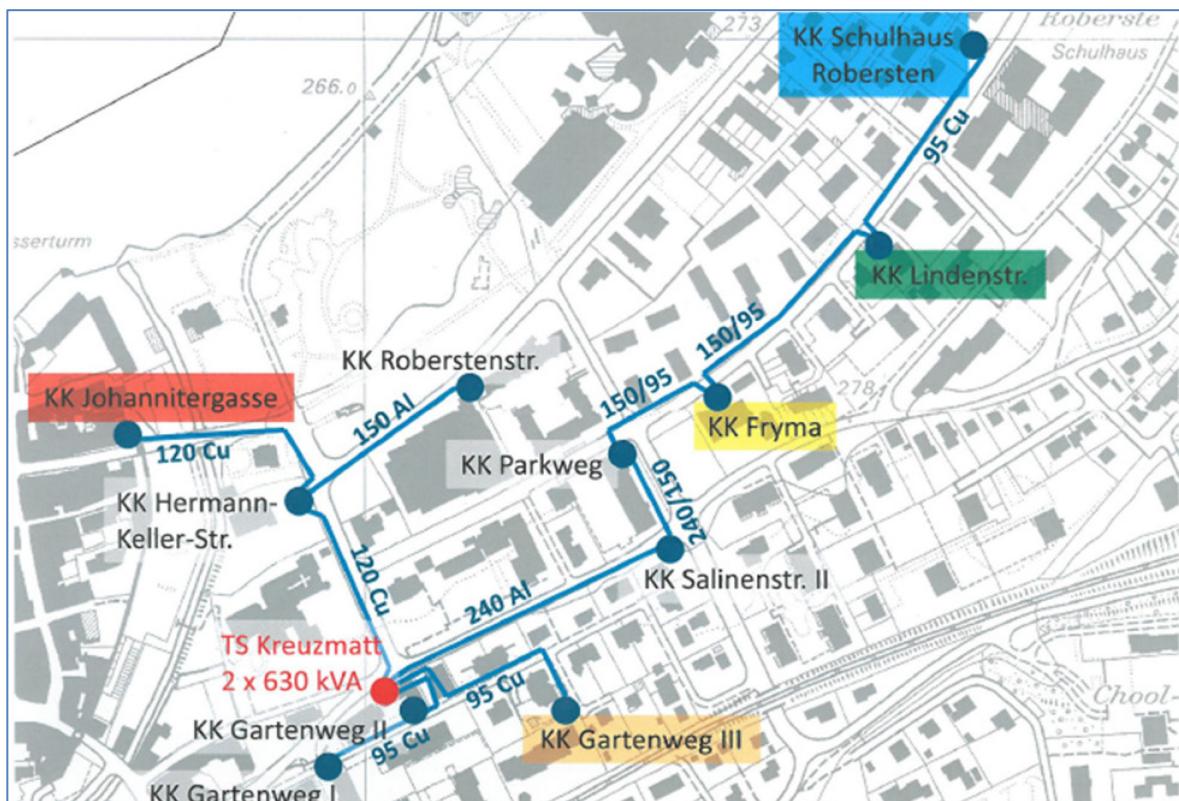


Abbildung 23: Geografische Darstellung des zu berechnenden Netzes

Die Ergebnisse der berechneten Spannungsänderungen für die KK Schulhaus Robersten gemäss Tabelle 2 und für die KK Johannitergasse gemäss Tabelle 3 zeigen unterschiedliche Spannungserhöhungen an den beiden Messpunkten auf. Dies ist die Folge der unterschiedlichen Netzimpedanzen zur Trafostation, bzw. der unterschiedlichen Kurzschlussleistungen bei den Kabelkabinen.

Die in den Tabellen aufgeführten Spannungsänderungen sind mit Farben hinterlegt. Dunkelgrün steht für die Nennspannung, hellgrün, gelb, orange und rot visualisieren den Grad der Abweichung von der Nennspannung.

Die Berechnungen für die beiden Anschlusspunkte der Kabelkabinen wurden mit unterschiedlichen Verbrauchslasten durchgeführt, d.h. der Verbrauch wurde variiert vom unbelasteten, leer laufenden NS-Netz bis zum aktuellen Maximalverbrauch von 738 kVA. Mit den unterschiedlichen Verbrauchslasten von 0%, 20%, 40%, 60% und 100% des Maximalverbrauchs wurden folgende Szenarien berechnet:

- Variation der Produktion der PV-Anlagen von 0% bis 100% der maximal möglichen Einspeisung von 1'500 kVA.
- Auswirkungen auf die Spannung bei maximal möglicher PV-Einspeisung durch die aufgeführten Verstärkungen der jeweiligen Hauptleitungen:
 - TS Kreuzmatt - KK Hermann-Keller-Str., neu 240mm² Cu - Kabel, Länge: ca. 150 m
 - TS Kreuzmatt - KK Lindenstr., neu 240mm² Cu - Kabel, Länge ca. 490 m
- Grundsätzlich wirkt sich eine Netzverstärkung positiv auf die Spannungsänderungen aus, ist in der Regel aber auch mit hohen Kosten verbunden.
- Zur Überprüfung des Einflusses des $\cos \varphi$ der PV-Anlagen auf die Spannungswerte im Netz wurden auch Berechnungen mit induktiver und kapazitiver Einspeisung durchgeführt. Dabei wurde mit Werten von $\cos \varphi = 0.95$ induktiv, d.h. übererregt, und mit $\cos \varphi = 0.95$ kapazitiv, d.h. untererregt, gerechnet. Der Einfluss hierfür ist je nach Messpunkt unterschiedlich gross.

Die Werte der relativen Spannungserhöhungen ΔU in den beiden Tabellen beziehen sich jeweils auf den Spannungswert bei der entsprechenden Belastung ohne Einspeisung der PV-Anlagen (gelb hinterlegte Werte im jeweils rechten Teil der Tabelle).

KK Schulhaus Robersten							Spannung (V)								
Produktion PV 1500 kVA	relati v	Belastung		738 kVA					420	0% 20% 40% 60% 80% 100%					
		0%	20%	40%	60%	80%	100%	0%		420	412	404	396	388	379
	0%	0.00	1.90	3.81	5.71	7.62	9.76			420	412	404	396	388	379
	20%	5.24	5.58	5.94	6.31	6.44	6.60			420	412	404	396	388	379
	40%	10.00	10.68	11.39	11.87	12.37	12.40			420	412	404	396	388	379
	60%	14.29	15.29	16.09	16.92	17.78	17.68			420	412	404	396	388	379
	80%	18.57	19.42	20.54	21.46	22.68	22.43			420	412	404	396	388	379
	100%	22.14	23.54	24.50	25.76	25.26	26.91			420	412	404	396	388	379
verstärkt										420	412	404	396	388	379
	0.95 ind.	10.95	12.14	13.61	15.15	16.75	18.47			420	412	404	396	388	379
	0.95 kap.	25.00	26.21	27.48	28.54	29.90	31.66			420	412	404	396	388	379
	14.52	15.53	16.34	17.42	18.30	19.53				420	412	404	396	388	379

Tabelle 2: Ergebnisse der Berechnungen bei verschiedener PV-Einspeisung, Belastung im Netz, Verstärkung der Hauptleitung und Veränderung des $\cos \varphi$ der PV-Anlagen bei der KK Schulhaus Robersten



KK Johannitergasse							Spannung (V)						
ΔU relativ	Belastung 738 kVA						Spannung (V)						
	0%	20%	40%	60%	80%	100%	420	0%	20%	40%	60%	80%	100%
Produktion PV 1'500 kVA	0%	0.00	0.48	0.95	1.43	1.90	2.38	420	420	418	416	414	412
	20%	1.19	1.20	1.20	1.45	1.46	1.46	425	423	421	420	418	416
	40%	2.38	2.39	2.64	2.66	2.67	2.68	430	428	427	425	423	421
	60%	3.57	3.59	3.85	3.86	3.88	3.90	435	433	432	430	428	426
	80%	4.76	4.78	5.05	5.07	5.10	5.12	440	438	437	435	433	431
	100%	5.95	5.98	6.01	6.28	6.31	6.34	445	443	441	440	438	436
verstärkt		4.05	4.31	4.33	4.59	4.85	4.88	100%	437	436	434	433	432
$\cos(\varphi)$	0.95 ind.	7.14	7.42	7.45	7.49	7.52	7.80	100%	450	449	447	445	443
	0.95 kap.	4.05	4.07	4.09	4.11	4.37	4.39	100%	437	435	433	431	430

Tabelle 3: Ergebnisse der Berechnungen bei verschiedener PV-Einspeisung, Belastung im Netz, Verstärkung der Hauptleitung und Veränderung des $\cos \varphi$ der PV-Anlagen bei der KK Johannitergasse

Die theoretische Betrachtung der maximal möglichen PV-Einspeisung zeigt, dass diese Einspeisung nicht an allen Netzen möglich ist. So gibt es Netze, wie z.B. bei der KK Schulhaus Robersten, bei denen auch mit Massnahmen wie Leitungsverstärkungen oder dem Blindleistungsbezug durch Untererregung der Wechselrichter eine Ausnutzung der maximal möglichen PV-Einspeisung aufgrund der zu hohen Spannungsänderung nicht realisiert werden kann. Bei anderen Netzen, wie z.B. bei der KK Johannitergasse, ist eine Ausnutzung der maximal möglichen PV-Einspeisung zusammen mit Leitungsverstärkungen oder mit Blindleistungsbezug durch Untererregung der Wechselrichter machbar.

4.2.4 Rahmenbedingungen für die Platzierung von Anlagen

Generell ist die Platzierung von Anlagen abhängig von der Bereitschaft der Grundstück- und Liegenschaftseigentümer solche bei sich zu installieren. Wenn dann ein Gebäudeeigentümer identifiziert ist, kann die Baueingabe, wo nötig, also i.d.R. bei Außenanlagen, erfolgen. Dabei kann es sein, dass Einsprache berechtigte Parteien gegen das Vorhaben intervenieren. So ist es geschehen bei der Kleinwindanlage mit H-Rotor am Jakob-Strasser Weg und bei den drei geplanten Kleinstwindanlagen, den Energy Balls. Zwischen der Baueingabe und dem Erhalt der Baubewilligung sind bei der Kleinwindanlage am Jakob-Strasser-Weg zehn Monate vergangen, weil die Einsprachebehandlung und die Einigungsverhandlung lange Zeit in Anspruch nahmen. Im Anschluss danach konnte die ursprünglich geplante Anlage beim Hersteller gar nicht mehr bestellt werden, da der Anlagetyp so nicht mehr erhältlich war. Das hatte zur Folge, dass man am neuen Anlagetyp konstruktive Änderungen am Rotor vornehmen musste, um die Baubewilligung einzuhalten. Im Weiteren musste auch noch eine Plangenehmigung des ESTI beantragt werden, da der neue Anlagetyp neu 3.6 kW anstatt 3.0 kW elektrische Leistung 1-phäsig aufwies.



Die Platzierung der Batteriespeicheranlagen benötigte keine Baubewilligungen, da diese innerhalb von bestehenden Gebäuden untergebracht werden konnten. Die Herausforderung bestand darin die zum Teil sehr schweren Einheiten transporttechnisch in die entsprechenden Räume zu bekommen. Zu Beginn der Implementierung wollte man die Batterieanlagen im Kellergeschoß bei den Heizungsanlagen platzieren, da hier der entsprechende Platz und die elektrische Anbindung vorhanden gewesen wäre. Aus feuerpolizeilichen Gründen dürfen leicht brennbare Anlagen, dazu gehören auch Batterieanlagen, jedoch nicht in Räumen mit Heizungsanlagen von einer Leistung über $60 \text{ kW}_{\text{th}}$ untergebracht werden. Es mussten Alternativen gesucht werden. Für die Speicher mussten daher neue Standorte gewählt werden, die bezüglich der Einbringung und den Zusatzaufwendungen für die elektrischen Anbindung nicht mehr optimal sind.

Bei den Batteriespeicheranlagen stellten sich bei der Implementierung eine Reihe von abwicklungstechnischen Fragen, welche im Zusammenhang mit dem Netzanschluss auftraten. Beispielsweise war nicht klar, ob man für eine Batterieanlage ein Anschlussgesuch beim Verteilnetzbetreiber einreichen muss. Ist die Anlage als Verbraucher- oder Erzeugungsanlage zu betrachten? Braucht es eine Messung für die Energieabrechnung? Wenn ja, müssen beide Richtungen gemessen und abgerechnet werden können? Es wurden dann jeweils Messungen welche beide Richtungen registrieren installiert. Im Anschluss danach war noch nicht klar, welcher Tarif diesem Strombezüger und Einspeiser zugewiesen werden sollte. Da es sich bei einem elektrischen Speicher nicht um einen Einspeiser mit Eigenverbrauch handelt, kann der Speicher bei einem Strombezug aus dem Netz nicht von den Netznutzungsgebühren befreit werden. Es kann jedoch eine eigene Kundengruppe definiert werden, die das dem Speicher eigene Verhalten bezüglich Bezug und Rücklieferung berücksichtigt. Im Weiteren musste auch abgeklärt werden ab die Speicher eine Plangenehmigung vom ESTI benötigen. Die Antwort vom ESTI war, dass die Batteriespeicheranlage nur genehmigungspflichtig ist, wenn sie innerhalb einer Transformatorenstation oder innerhalb eines Unterwerkes installiert wird. Für die Speicher in VEIN werden somit keine ESTI-Bewilligungen benötigt.

4.3 Oberschwingungsmesskampagne

4.3.1 Ausgangslage

Die bisherigen Auswertungen zur Power Quality haben ergeben, dass die Power Quality im VEIN-Netz relativ hoch ist und dass nur die Einhaltung der PQ-Grenzwerte im Bereich der harmonischen Schwingungen kritisch ist. Die im Projekt fest installierten PQ-Messgeräte von Janitza erfassen allerdings lediglich die Beträge der harmonischen Oberschwingungen gemäß EN50160, was für eine Modellierung der Ausbreitung der Harmonischen im Netz unzureichend ist. Zudem ist die Anzahl der fest installierten PQ-Messungen für eine vertiefte Analyse der Ausbreitung im Verteilnetz relativ gering. Aus diesem Grund wurde beschlossen, gemeinsam mit dem Team um Dr. Jan Meyer von der Universität Dresden eine detaillierte Oberschwingungsmesskampagne durchzuführen. Im September 2013 wurde aus diesem Grund eine Messwoche mit zusätzlichen PQ-Messgeräten der Uni Dresden, der BFH und der AEW durchgeführt. Das VEIN-Netz wurde hierfür zeitweise in speziellen Schaltzuständen und mit verschiedenen Anschlussarten der Einspeiseanlagen betrieben.

4.3.2 Durchgeführte Messungen

Es kamen hauptsächlich PQ-Messgeräte des Herstellers a-eberle (PQ-Box 100) zum Einsatz, welche in der Lage sind, Spannungs- und Stromharmonische in Betrag und Winkel aufzuzeichnen. Zusätzlich wurden zwei Geräte der Firma Dewetron eingesetzt, welche einen höheren Frequenzbereich abdecken. Die eingesetzten PQ-Messgeräte sind in Tabelle 4 aufgeführt.

Bei der Wahl der Messpunkte wurden zwei Strategien verfolgt:

1. Komplette PQ-Aufnahme eines Niederspannungsstrangs mit möglichst vielen Lasten. Es dürfen keine Verbraucher oder Erzeuger in einem Strang ungemessen Einfluss auf die Summe haben. Eine mathematische Summenbildung ist zu vermeiden.
2. Integration aller Verteilkabinen in Messung um eine Validierung des Netzmodells wiederholen zu können.

Eine flächendenkende Messung ermöglicht zudem eine umfassende Aussage über die Spannungsqualität im VEIN-Netz. Dies ist wichtig, da bislang der Zugriff auf die PQ-Daten der fest installierten PQ-Messgeräte von Janitza aufwändig ist.

TUD	Anzahl	Typ	Hersteller
	14	PQ-Box 100	a-eberle
BFH			
	6	PQ-Box 100	a-eberle
	1	PQ-Box 200	a-eberle
	1	DEWE-571 (4Kanal)	Dewetron
AEW			
	1	DEWE- 571 (12Kanal)	Dewetron

Tabelle 4: Anzahl und Typ der eingesetzten Messgeräte

Bei den Messungen werden die folgenden Messdaten aufgezeichnet:

1. Unsymmetrische Lastflussdaten (U, I, P, Q und Power Faktor PF)
2. Messung der stromharmonischen Amplituden bis zur 50. Ordnung (2.5kHz)
3. Messung der spannungsharmonischen Amplituden bis zur 50. Ordnung (2.5kHz)
4. Die spannungs- und stromharmonischen Winkel H2-H10 ab H11 alle ungeraden bis H29
5. Auswertung der Werte nach EN50160 inkl. Kurzzeitflicker

In der TS Kreuzmatt wurde parallel zu den PQ-Messgeräten eine DA-Box 2000 von a-eberle installiert. Das Messgerät ermöglicht eine Messung der subharmonischen Schwingungen, d.h. von Oszillationen unter 50Hz. Darüber hinaus wurden zeitweise Messungen der Netzimpedanz an beiden Transformatoren und im Niederspannungsnetz an ausgewählten Punkten durchgeführt. Somit können die theoretischen Netzparameter im Simulationsprogramm mit Werten aus der Praxis verglichen werden. Die zeitliche Veränderung der Netzimpedanz am Transformator 1 wurde über einen längeren Zeitraum aufgenommen, um die Variabilität der Netzimpedanz zu dokumentieren.

Die einheitliche Auswertung der Messresultate wurde auf Basis der gerätespezifischen Programme, sowie mit Excel und Matlab durchgeführt. Die Rohdaten wurden in einer einheitli-

chen Datenbank auf einem Server der BFH abgelegt und stehen für weiterführende Analysen zur Verfügung.

Die PQ-Messgeräte wurden am 11. und 12. September 2013 installiert und am 20. September 2013 wieder demontiert. Die Berner Fachhochschule hat im Vorfeld ein Programm für die geplanten Schaltungen ausgearbeitet. Dieses Programm hatte zum Ziel, möglichst ungünstige Situationen zu schaffen, wie beispielsweise unsymmetrische Einspeisungen bei gleichzeitiger Abschaltung eines Transformatoren. Das Programm konnte im Wesentlichen durchgeführt werden, wobei Abweichungen durch ungenaue Zeitsynchronisation des Leitsystems aufgetreten sind. Der vorgesehene Zugriff auf die Speicher war leider nicht möglich, so dass die Speicher für die Oberschwingungsmesskampagne nicht verfügbar waren.

4.3.3 PQ-Analyse aus der Messkampagne

Die Auswertung der Daten hat interessanterweise ergeben, dass trotz der gewählten ungünstigen Einspeise- und Lastkonfiguration, die „Grenzwerte“ für die Spannungsqualität gemäss EN501560 generell nicht überschritten wurden.

Die Pegel für die Merkmale der Versorgungsspannung sind erhöht, müssen aber nicht als kritisch angesehen werden. Es wurden ausschliesslich Grenzwertverletzungen bei harmonischen Schwingungen festgestellt, wie sie allerdings auch zeitweise in anderen Niederspannungsnetzen ohne dezentrale Einspeisung, wie z.B. bei der 15. Harmonischen, festgestellt werden. Es war ausserdem gut zu erkennen, dass die PV-Anlage am Parkhaus Kurzentrum Flicker produziert und die Spannungsanhebung äusserst hoch ist. Die Anlage wäre allerdings gemäss den allgemeinen Anschlussempfehlungen (DACH-Richtlinien) an diesem Anschlusspunkt ohne Massnahmen normalerweise, d.h. ausserhalb des Projektes VEIN, nicht angeschlossen worden.

Äusserst interessante Informationen wurden bei der zeitweisen Abschaltung von einphasigen Wechselrichtern an der PV-Anlage auf dem Parkhaus des Kurzentrum entsprechend dem Prinzipschema gemäss Abbildung 24 gewonnen. Es ergab sich zeitweise eine einphasige Einspeisung von 18kW.

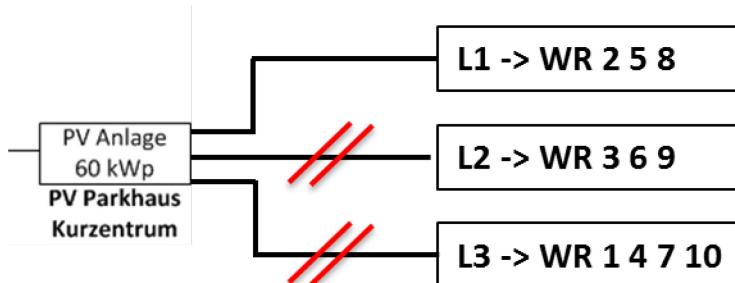


Abbildung 24: Anschlusschema der einphasigen Wechselrichter

Der am Anschlusspunkt der Anlage gemessene Unsymmetriefaktor ist maximal auf 1.5% angestiegen (Abbildung 25, violette Kurve mit rechter Skala). Der Grenzwert von 2% wurde also nicht erreicht, obwohl die einphasige Einspeisung ab der Phase L1 ungefähr 4-mal höher als zulässig war. Daraus kann der Schluss gezogen werden, dass bezüglich der Zulässigkeit für eine unsymmetrische Einspeisung immer auch die Netzimpedanz beim Anschlusspunkt mitberücksigt werden muss.

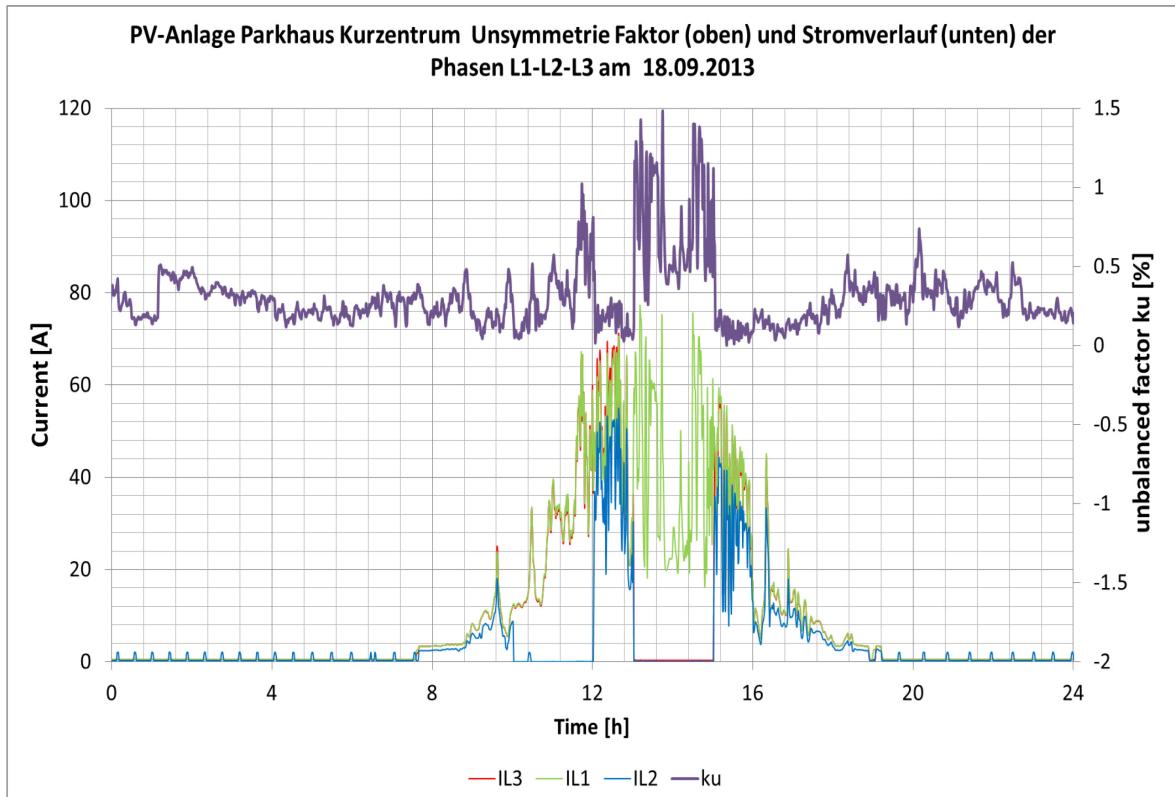


Abbildung 25: Vergleich des von der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum eingespeisten Strom pro Phase (untere Kurven) zum Unsymmetriefaktor U der Spannung (obere Kurve)

In Abbildung 26 ist der Flickerpegel Pst der Spannung am Anschluss der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum dem Verlauf des eingespeisten Stroms an zwei Tagen mit rasch wechselnder Bevölkerung gegenüber gestellt. Der Flickerpegel zeigt eine Korrelation zur schwankenden Einspeisung. Am zweiten Tag ist ein klarer Rückgang des Pegels bei geringerer PV-Einspeisung zu erkennen.

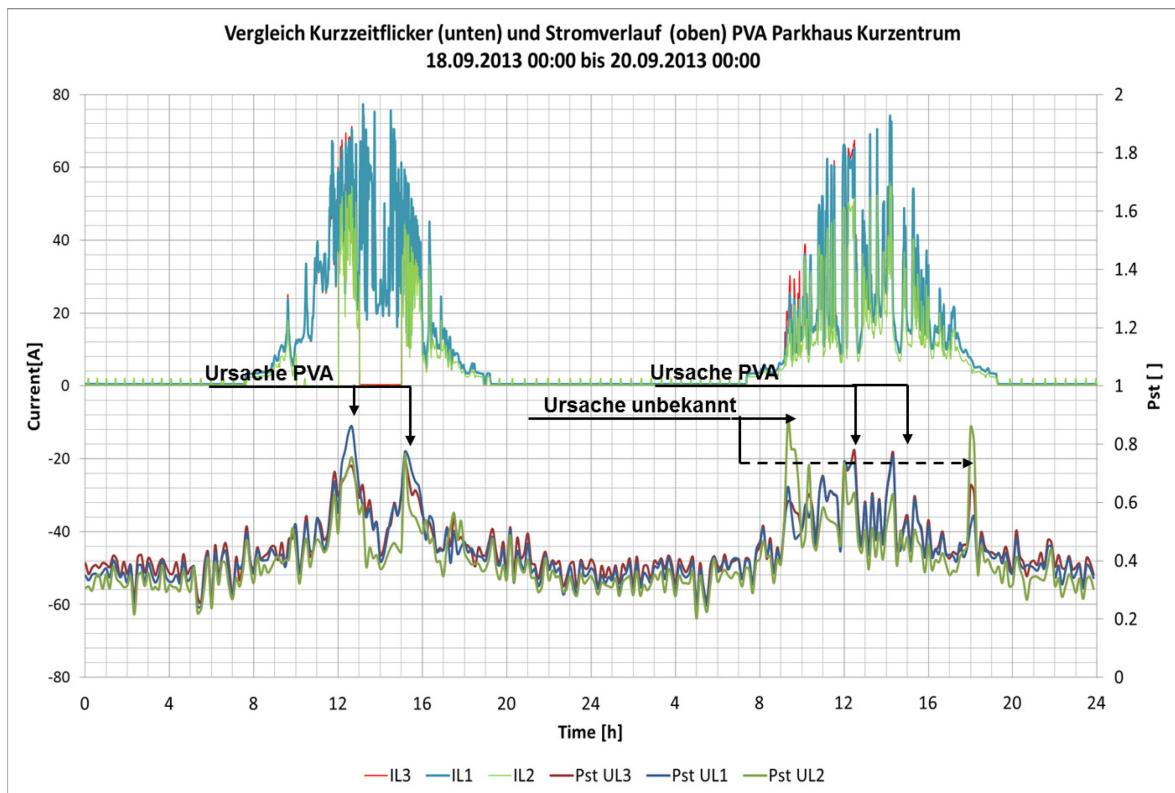


Abbildung 26: Vergleich von Kurzzeitflicker Pst (untere Kurven) mit dem Einspeiseverlauf der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum (obere Kurven) an zwei aufeinander folgenden Tagen

Wie bereits erwähnt, wurden lokale Grenzwertverletzungen bei den harmonischen Oberschwingungen festgestellt. Der Verlauf der 15. Harmonischen am Hausanschlusskaten des Schulhauses Robersten, welcher in Abbildung 27 dargestellt ist, zeigt über den gesamten Beobachtungszeitraum ein hohes Niveau im Bereich des Grenzwertes auf. Eine Korrelation zu Einzelgeräten und Einzelereignissen ist folglich auszuschliessen. Der hohe Pegel lässt sich auf die geringe Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt zurückführen. Das BHKW im Schulhaus Robersten war während der Messwoche nicht in Betrieb. Spannungsänderung und Flicker sollten mit dem Betrieb des BHKW im Schulhaus Robersten etwas reduziert werden. Hierfür würde sich eine Nachuntersuchung oder Simulation mit Einspeisung ab dem BHKW empfehlen.

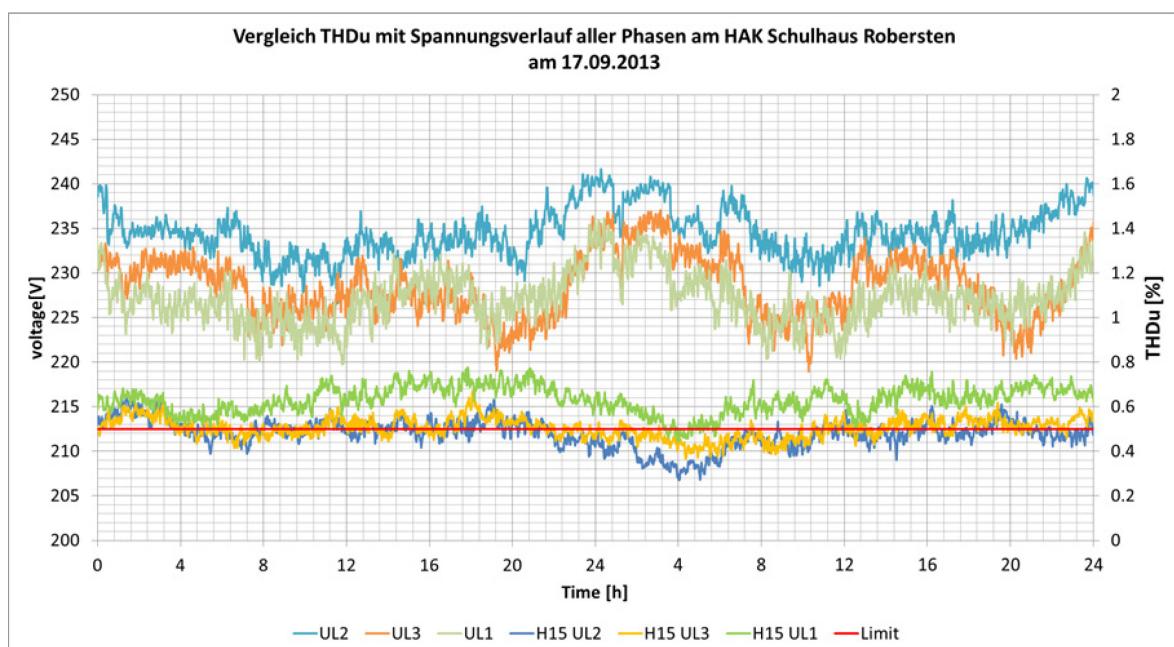


Abbildung 27: Vergleich der 15. harmonischen Oberschwingung (untere 3 Kurven) mit dem Spannungsverlauf (obere 3 Kurven) am Anschlusspunkt des Schulhauses Robersten. Der Grenzwert von 0.5% für diese Ordnungszahl ist als roter Strich gekennzeichnet

4.3.4 Auswirkungen auf die Netzberechnungen

Auf Basis der aufgenommenen Messdaten konnte die Validierung des Netzes wiederholt werden. Es zeigt sich eine ausserordentlich hohe Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation im Bereich der Grundschwingung. Dabei hat sich vor allem die Genauigkeit bei unsymmetrischen Simulationen entscheidend verbessert. Bei der Messdatenaufbereitung konnten einige falsche Phasenzuordnungen bei den Messungen festgestellt werden. Es ist davon auszugehen, dass dies auch der Hauptgrund für die teilweise hohen Abweichungen bei früheren Validierungsarbeiten war.

Die Validierung der harmonischen Modellierung ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Jahresberichtes noch nicht abgeschlossen.



4.4 Im Jahre 2014 vorgesehene Tests

4.4.1 Überblick

Die im Jahre 2014 geplanten Tests basieren auf der Auswertung der bereits durchgeföhrten Tests. Die bisherigen Tests umfassten verschiedene Einspeisungen bei den unterschiedlichen Schaltzuständen im NS-Netz bei Trafoparallelschaltung und bei Betrieb mit einem Trafo. Ebenfalls wurden Tests mit unsymmetrischer Einspeisung ab den PV-Anlagen APH und Parkhaus Kurzentrum durchgeführt.

Die neuen Anlagen und Netzkomponenten, wie die elektrischen Batteriespeicher, der Selbstregulierende Trafo SRT und der mobile Frequenzumformer zur Aufschaltung von Notstromaggregaten werden in die Tests im Jahre 2014 integriert.

4.4.2 Elektrische Batteriespeicher

Die im Alters- und Pflegeheim sowie im Mehrfamilienhaus der Wohnbaugenossenschaft Zähringen installierten elektrischen Speicher werden zurzeit im Peak-Shaving betrieben. Dabei wird mittels der Bewirtschaftung der Speicher versucht den Bezug und die Rücklieferung von Wirkleistung am jeweiligen Leitungsabgang in der TS Kreuzmatt in einem definierten Bereich zu halten.

Mit den elektrischen Speichern sind im Jahre 2014 folgende Optimierungen und Tests vorgesehen:

- Optimierung des Peak-Shaving
Dabei soll das Leistungsband für den Bezug und die Rücklieferung am jeweiligen Leitungsabgang in der TS Kreuzmatt möglichst klein gehalten werden, um so die durch die dezentralen Einspeisungen verursachten Leistungsschwankungen möglichst gering zu halten.
- Spannungsregelung am Anschlusspunkt
Mit den Speichern soll dabei versucht werden, die durch die dezentralen Einspeisungen und den Verbrauch verursachten Spannungsschwankungen an ausgewählten Netzpunkten zu reduzieren. Dies kann durch die Aufnahme oder die Abgabe von Wirk- und Blindleistung durch die Speicher erfolgen.
- Verschiebung der Dezentralen Produktion
Die elektrischen Speicher werden dabei zur optimierten Eigennutzung der dezentral produzierten Energie eingesetzt. Die dezentral produzierte Energie soll zu Zeiten mit Überschuss gespeichert und zu Zeiten mit Bedarf wie z.B. in den Abendstunden wieder abgegeben werden. Ein Betrieb der Speicher mit dieser Regelstrategie ist im Gegensatz zum oben beschriebenen Peak-Shaving und der Spannungsregelung nicht ein von den Verteilnetzbetreibern angestrebtes Ziel, sondern eine Optimierung aus der Sicht von Endverbrauchern mit eigener dezentraler Produktion.

4.4.3 Selbstregulierender Trafo SRT

Der Selbstregulierende Trafo SRT von Rauscher & Stöcklin AG wird in der TS Kreuzmatt an Stelle einer der beiden bestehenden 630 kVA Trafos installiert werden. Im Zusammenspiel mit dem VEIN-Leitsystem kann der Trafo SRT die Spannung an allen gemessenen Netzpunkten regulieren.



Mit der aktuellen strahlenförmigen Konfiguration im NS-Netz werden beim aktuellen Schaltzustand und bei der gesamten Last am Trafo SRT Tests mit der Regelung der Spannung an folgenden Netzenpunkten durchgeführt:

- Trafosekundärspannung in der TS Kreuzmatt
- Spannung in entfernten Netzenpunkten, wie z.B. beim Schulhaus Robersten oder dem Anschlusspunkt der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum
- Spannung bei den gemessenen Kabelkabinen auf Teilstrecken der Abgangsleitungen wie die KK Parkweg, KK Lindenstrasse und die KK Roberstenstrasse

Diese Tests mit der Regelung der Spannung an unterschiedlichen Netzenpunkten soll auch mit einem leicht vermaschten NS-Netz durchgeführt werden. Dabei ist vorgesehen, zwischen den KK Parkweg und der KK Roberstenstrasse eine temporäre NS-Verbindung zu erstellen.

4.4.4 Mobile Frequenzumformer

Über den mobilen Frequenzumformer mit einer maximalen Leistung von 90 kW wird ein Notstromaggregat auf das NS-Netz aufgeschaltet. Mit dem Frequenzumformer im Zusammenspiel mit dem VEIN-Leitsystem können beliebige Einspeiseprofile generiert werden. Der mobile Frequenzumformer kommt somit bei allen Tests zum Einsatz, bei denen zusätzliche Einspeiseleistung benötigt wird, sei dies in Form von einer dauernden konstanten Einspeisung oder einer Einspeisung mit einem vorgegebenen Profil, wie z.B. zur Simulation einer PV-Anlage.



4.5 Erste Beantwortung der Thesen zu VEiN

Die bei Projektbeginn im Oktober 2008 aufgestellten Thesen wurden neu beurteilt und in folgende vier Kategorien eingeteilt:

- T = Theoretische Überlegungen genügen zur Beurteilung der These
- R = Resultate auswerten aus vorhandenen Messungen zur Beurteilung der These
- M = Messungen sind noch auszuführen zur Beurteilung der These
- V+ = VEiN muss erweitert werden (z.B. Post-VEiN) zur Beurteilung der These

Diese Kategorisierung der Thesen gemäss Tabelle 5 ist ein weiterer Schritt auf dem Weg zur Beantwortung der Fragestellungen von VEiN und zur Ableitung von weiteren notwendigen Tests.

Struktur und Führung des Niederspannungsnetzes	
R, M	Grenze von installierter DEA-Leistung existiert
T	Statische Umschaltungen im Netz können Grenze erhöhen
V+	Steuerung der eingespeisten DEA-Leistung kann Grenze erhöhen
T	Schutzkonzept muss auf installierte DEA-Leistung angepasst werden
Vergleich der Berechnungen mit Messresultaten	
T, R	Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen können stark abweichen
Betriebsoptimierungen durch DEA	
M	Ohne Steuerung keine Betriebsoptimierung möglich
T	Steuerung der DEA kann Stränge im Netz gleichmässiger belasten
Versorgungsqualität	
V+	Verfügbarkeit kann durch DEA Leistung verschlechtert werden
Lastflussumkehr	
T, R	Solange keine Überlast von Netzelementen braucht es keine Massnahmen
T	Steuerung von DEA kann Lastumkehr begrenzen
Vorschriften und Normen	
V+	Installationsvorschriften sind zu ergänzen: Einbindung in Steuerung
R, M	Technische und kommerzielle Anschlussbedingungen zu überarbeiten
Akzeptanz bei Endverbrauchern	
R	Endverbraucher akzeptieren DEA nur, wenn nicht störend
V+	Energieverbrauchsverhalten ändert sich wegen DEA nicht
Netzkosten in der Energieübertragung	
R	Kostenanteil des Vorliegernetzes kann reduziert werden
R	Gesamtkosten des Vorliegernetzes werden durch DEA nicht reduziert
V+	Ausbauten im Vorliegernetz können reduziert oder verzögert werden
R	Verstärkungen im 400 V Netz erforderlich
M	Netzstruktur ändert sich von sternförmig zu vermascht



Verlusteinsparungen	
T, R	Verlust am Trafo und im NS-Netz messbar reduziert
Praktische Betriebsprobleme	
R	Betriebsproblem könnte DEA, NS-Netz oder Endverbraucher betreffen
R	Netzqualität sinkt bzgl. Blindleistung, Asymmetrie, Nullleiterbelastung
T, R	Einzelne Schadensfälle treten auf
Schutz-, Überwachungs- und Leitsysteme	
V+	Kommunikations- und Steuereinrichtungen erforderlich
V+	Anforderungen an Schutz-, Überwachungs- und Leitsysteme steigen
T, R	Qualitätsmessungen sind einzubauen
T	Aufwand für Personenschutz wird ansteigen
T	Massnahmen zur Vermeidung von Rückspannungen sind zu überarbeiten
Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung	
T	Kosten für Betrieb der NS-Netze steigt
V+	Abhängigkeit von Grosskraftwerken sinkt
Leittechnik mit Funktionen zur Automatisierung	
T	Übergeordnete Automatisierung erhöht Grenze für DEA
V+	Management von Last und DEA nach Netzausfall erforderlich
Vermaschtes NS-Netz	
M	Vermaschtes Netz kann Grenze für DEA erhöhen
Speichermedien	
M	Einsatz von gesteuerten Speichern kann DEA erhöhen
Inselbetrieb	
V+	Endverbraucher akzeptieren Inselbetrieb nur, wenn nicht störend

Tabelle 5: Kategorisierung der Thesen von VEIN

Die Thesen sollen gemäss der Einteilung in die vier Kategorien wie folgt bearbeitet werden:

T = Theoretische Überlegungen genügen zur Beurteilung der These:
Die Thesen werden im Laufe des 2014 auf Basis theoretischer Überlegungen beurteilt.

R = Resultate auswerten aus vorhandenen Messungen zur Beurteilung der These:
Die Thesen werden im Laufe des 2014 auf Basis vorhandener Messungen und deren Resultate und Auswertungen beurteilt.

M = Messungen sind noch auszuführen zur Beurteilung der These.
Es sind dies:
- Eine Grenze von maximal möglicher installierter DEA-Leistung existiert.
- Ohne Steuerung ist keine Betriebsoptimierung möglich.
- Die technischen und kommerziellen Anschlussbedingungen sind zu überarbeiten.
- Die Struktur des NS-Netzes wird sich von sternförmig zu vermascht verändern.
- Das vermaschte NS-Netz kann die Grenze für die maximale DEA-Leistung erhöhen.
- Der Einsatz von gesteuerten Speichern kann die maximale DEA-Leistung erhöhen.
Konkret sind zur Beurteilung dieser Thesen weitere Tests mit dem mobilen Frequenzumformer, den Speichern, dem selbstregulierenden Trafo SRT und der Vermischung im NS-Netz vorgesehen.



V+ = VEiN muss erweitert werden (z.B. Post-VEiN) zur Beurteilung der These:

Diese Thesen sind wichtig, können jedoch im laufenden Projekt VEiN nicht abschließend beurteilt werden. Sie sind in einem weiterführenden Projekt zu bearbeiten.



5 TEILPROJEKT KUNDEN

5.1 Zielsetzung Teilprojekt Kunden

Das Teilprojekt Kunden ist das Bindeglied zwischen den betroffenen Kunden und dem technischen Projekt VEiN. Das Schaffen einer positiven Grundhaltung der Abonnenten gegenüber dem Projekt VEiN, das Verbreiten von Informationen vor und während den einzelnen Projektphasen, das Sammeln und Auswerten von Feedback sowie die Akquisition von weiteren Anlagestandortmöglichkeiten gehören zu den Kernaufgaben des Teilprojektes.

5.2 Durchgeführte Aktivitäten 2013

Die betroffenen Kunden wurden mittels Infoschreiben über den aktuellen Stand sowie das weitere Vorgehen im Projekt VEiN informiert.

Mit der Bitte um Rückmeldung bei Beeinträchtigungen oder Unregelmässigkeiten in der Energieversorgung wird versucht, die gefühlte Versorgungsqualität zu erfassen und auszuwerten.

Rückfragen der Kunden sind meist technischer Natur betreffend der eingesetzten Energieerzeugungsanlagen bzw. zur Energiepolitik im Allgemeinen.

Aufgrund des geringen Feedbacks ist davon auszugehen, dass das Projekt VEiN keine negativen Auswirkungen auf die Qualität der elektrische Energieversorgung hat.

5.3 Weitere und geplante Aktivitäten

5.3.1 Periodische Information über Aktivitäten und Projektstand

Die ab dem NS-Netz Kreuzmatt versorgten Kunden werden periodisch in schriftlicher Form über den aktuellen Stand und über die weiteren Aktivitäten des Projektes VEiN informiert.

5.3.2 Auswertung des Feedbacks der Kunden

Die Störungsmeldungen und Beschwerden der Endverbraucher des NS-Netzes Kreuzmatt, die bei der AEW Energie AG eingehen, werden für das Projekt VEiN erfasst. Bisher bestand aufgrund des Feedbacks noch kein Handlungsbedarf. Am Ende jeder Projektphase wird eine Umfrage betreffend der Zufriedenheit mit der Stromversorgung im NS-Netz Kreuzmatt durchgeführt.

5.3.3 Vorinformation bei speziellen Versuchen

Speziell in der Projektphase P3 "Extremis", d.h. wenn Inselbetrieb gefahren werden soll, werden die Endverbraucher über bevorstehende Versuche informiert. Grossverbraucher, wie die Migros und das Altersheim werden bei eventuellen Sicherheitsvorkehrungen unterstützt.

5.3.4 Information bei Störungen

Im Falle einer Störung aufgrund Projektaktivitäten werden die betroffenen Endverbraucher umgehend informiert. Die Information erfolgt in schriftlicher Form, bei Grossverbrauchern per



Mail oder telefonisch. Die Akzeptanz gegenüber dem Projekt VEiN soll aufgrund unvorhergesehener Ereignisse nicht sinken.

5.3.5 Präsentationen Projekt VEiN und Führungen

Auf Anfrage werden Präsentationen des Projektes sowie Führungen durchgeführt.

5.4 Projektabschluss

Nach Projektabschluss werden alle beteiligten Endverbraucher schriftlich über den Verlauf des Projektes sowie über die ersten Erkenntnisse daraus informiert.



6 TEILPROJEKT WISSENSCHAFTLICHE BEGLEITUNG

6.1 Übersicht

Im Jahre 2013 wurde die Zusammenarbeit mit den Hochschulen intensiviert, mit dem Ziel, dass die Plattform VEiN vermehrt auch für wissenschaftliche Anwendungen genutzt wird. Dies führte zu mehreren Forschungsanträgen mit unterschiedlichem Stand der möglichen Umsetzung. Einzelne Projektanträge wurden mit oder ohne finanzieller Beteiligung von VEiN für die Durchführung aufgenommen. Die eingegangenen Forschungsaufträge sind in Tabelle 6 zusammen mit den Aktivitäten im Rahmen von VEiN aufgeführt.

Forschungsantrag	Aktivität im Rahmen von VEiN
Erweiterung und Optimierung der Netzmodellierung (BFH Biel) Das bereits erstellte Netzmodell in VEiN soll verifiziert und zur Modellierung der harmonischen Oberschwingungen ergänzt werden.	Die Durchführung erfolgt durch die Arbeitsgruppe Netzberechnungen innerhalb des TP Resultate. Die Finanzierung erfolgt vollständig durch VEiN.
Druckluftspeicher (FH Fribourg) Die Projektidee befasst sich mit der Energiespeicherung in Salzkavernen und der Einbindung in Wärme- und Kältenetze. Eine Salzkaverne in Rheinfelden soll als Druckluftspeicher verwendet werden.	Der Antrag hat den Status einer Projektidee. Im Rahmen von VEiN könnte allenfalls eine Vorabklärung bezüglich der Machbarkeit durchgeführt werden. Da eine Umsetzung weit über die Zeitachse des Projektes VEiN hinaus geht und auch der finanzielle Rahmen für eine Vorstudie die Möglichkeiten von VEiN übersteigt, wird der Projektantrag nicht weiter verfolgt.
Vernetzung dezentraler Speicher mit Lastmanagement und E-Mobilität (HS Luzern) Das Projekt VEiN soll mit einem Verbund von Speicher mit Lastmanagement in Kombination mit der Elektromobilität ergänzt werden.	Der Projektantrag entspricht einer Erweiterung der bereits in VEiN eingesetzten Anlagen und Funktionalitäten. Um Parallelitäten zu vermeiden wird das Projekt reduziert. So soll die Integration der E-Mobilität mit Speicher und 4-Quadrantenregler von VEiN weiterverfolgt und finanziert.



Forschungsantrag	Aktivität im Rahmen von VEiN
Best Practice CH Plattform (HS Luzern) Das Pilotnetz VEiN soll auch zukünftig als Plattform für DEA verwendet werden und den Verteilnetzbetreibern und den Fachhochschulen der gesamten Schweiz zur Verfügung stehen. Zur Erreichung der Best Practice Plattform werden das Vorgehenskonzept erarbeitet, Meetings mit EVU, Industrie und weiteren durchgeführt sowie die Konzepte für die Weiterführung ausgearbeitet.	Dem Forschungsantrag wird von VEiN in einem geringeren als vorgesehenen Umfang entsprochen, so soll die HS Luzern die Schnittstelle von VEiN zum Kompetenzcenter SCCER Energie pflegen.
Untersuchung und Optimierung von lokalen Energiemanagement-Systemen (FH NW Technik in Windisch) Das Projektvorhaben beinhaltet die Untersuchung des Verhaltens von lokalen Energiesystemen, welche aus Erzeugern, Verbrauchern inkl. Lastmanagement sowie Speichern bestehen. Die Untersuchung soll experimentell in Form einer Feldstudie durchgeführt und mit Simulationen ergänzt werden. Von VEiN sollen zur Beantwortung der Fragestellungen Messdaten ausgewertet werden können.	Da VEiN lediglich Messdaten zur Verfügung stellen und allenfalls einzelne zusätzliche PQ-Messungen installieren muss, wird dieses Projekt unterstützt. Die Auswertung der Messdaten kann zudem einen Beitrag an die Resultatfindung von VEiN leisten. Das Projekt wird durch KTI-Förderung finanziert.
Vorstudie ESInfo^{VEiN} Effiziente Stromnutzung durch externe Informationen (FH NW Wirtschaft in Olten) Mit der Vorstudie ESInfo ^{VEiN} soll untersucht werden inwieweit der Einbezug von externen Informationen zur Verbesserung der Prognosegüte für die dezentrale Einspeisungen, wie z.B. PV- oder Windanlagen beiträgt. Daraus soll der mögliche Nutzen bezüglich der Netzqualität und der Kostenreduktion abgeleitet werden können.	Mit der Vorstudie können die verfügbaren Messdaten in 1-Minuten-Auflösung für eine weitere Auswertung verwendet werden. Sind im Rahmen der Vorstudie Messdaten mit einer kleineren zeitlichen Auflösung erforderlich, so können diese über eine beschränkte Dauer aufgezeichnet werden. VEiN beteiligt sich an der Vorstudie ESInfo ^{VEiN} mit 50% der Projektkosten und der Bereitstellung der benötigten Messdaten.

Tabelle 6: Zusammenstellung der Forschungsanträge
mit den Aktivitäten im Rahmen von VEiN



Bereits seit dem Jahre 2012 ist das Projekt VEiN im Kontakt mit der ETH Zürich. Für ein Projekt bezüglich Peak-Shaving ist die ETH an Messdaten von VEiN interessiert, die auch mit dem Hinweis auf eine vertrauliche Behandlung der Messdaten zur Verfügung gestellt werden. Die ETH erarbeitet in ihrem Projekt einfache Methoden, um Lastprognosen erstellen zu können und analysiert auch den Zusammenhang mit Wetterprognosen. Resultate aus dem Projekt Peak-Shaving der ETH sind noch keine verfügbar.

Im Jahre 2013 nahm das Ökozentrum in Langenbruck mit VEiN Kontakt auf. Für einen Projektantrag beim BFE mit dem Titel „Thermische und elektrische Speicher in Gebäuden und Quartieren – System, Anwendung und Umweltbilanz“ werden Daten von real existierenden Netzen benötigt, um Simulationen durchzuführen. Ein Schwerpunkt dieses Projektes liegt auf der Simulation von elektrischen und thermischen Kurzzeit- und Saisonspeicher in Quartieren und Arealen. Auch für dieses Projekt besteht ein grosses Interesse an den Netz- und Anlagedaten sowie an Messwerten aus dem Pilotnetz. VEiN erklärte sich bereit, die vorhanden Daten und Messwerte anonymisiert für wissenschaftliche Studien zur Verfügung zu stellen.

6.2 Informationen aus gemeinsamen Projekten mit den Hochschulen

6.2.1 Mobiler FU – HES SO in Sion

Die Planung und Realisierung des mobilen Frequenzumformer erfolgt zusammen mit der HES SO in Sion. Der mobile FU ist kein fertiges Produkt, das bei einem Lieferanten als Gesamtanlage beschafft werden kann. Im Jahre 2013 wurden durch die HES SO Abklärungen und Versuche zur Einspeisung ins NS-Netz ab Notstromaggregat über FU durchgeführt. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse sind in die Ausführungsplanung für den mobilen FU eingeflossen.

Weitere Details zum mobilen FU und dem Stand der Realisierung sind in Kapitel 3.8 beschrieben.

6.2.2 ESInfo^{VEiN} – FH NW Wirtschaft in Olten

Im Rahmen der Vorstudie ESInfo^{VEiN} sollen die Parameter für die optimale Steuerung der Netzelemente im NS-Netz VEiN ermittelt werden. Diese Parameter werden von Produktionsprognosen abgeleitet, die wiederum basierend auf meteorologischen Daten und Produktionsdaten in der Umgebung des NS-Netzes von VEiN ermittelt werden. Die Netzqualität wird durch ein aktives Netzmanagement mit Einbezug von externen Informationen verbessert, d.h. uninformierte lokale Steuerungen erhalten zur Optimierung Vorgaben von einer informierten übergeordneten Steuerung. Durch die Optimierung der Steuerung werden auch Kostenreduktionen erwartet.

Mit der Vorstudie sollen die folgenden Fragen beantwortet werden:

1. Treten bei geregelten Trafos und elektrischen Speicher überhaupt „unnötige“ Schalthandlungen auf, die bei einer ausreichenden und zuverlässigen Prognose besser nicht durchgeführt worden wären?
2. Welche Parameter und Signale müssen ermittelt und generiert werden um optimal auf die lokalen Steuerungen eingreifen zu können?

3. Nach welchen Algorithmen können die benötigten Parameter und Signale berechnet werden?

Die Vorstudie ESInfo^{VEiN} setzt auf die These, dass dies auf der Basis von Kurzfristprognosen erfolgen kann.

4. Wie und mit welcher Qualität können Kurzfristprognosen für PV-Anlagen erstellt werden.

Für die Durchführung der Kurzfristprognosen für PV-Anlagen wird die Idee des Wolkentracking entsprechend Abbildung 28 verfolgt. Dabei wird die Sonneneinstrahlung aus Produktionsdaten von benachbarten PV-Anlagen oder mittels Messungen durch Pyranometer im näheren Umfeld, d.h. bis ca. 20 km Entfernung erfasst und daraus mögliche Beschattungen durch Wolken und somit ein Produktionsrückgang der PV-Anlagen für das zu optimierende Gebiet abgeleitet. Für VEiN heisst dies, dass aufgrund der üblichen Westwindlage die Informationen aus den Gebieten Unteres Fricktal, Baselland und Basel Stadt stammen müssen.

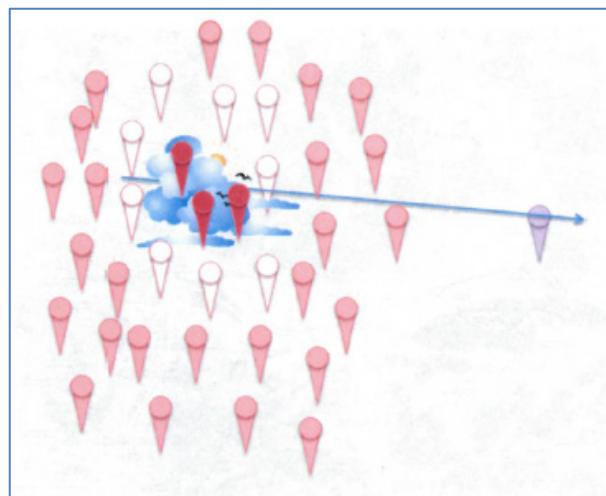


Abbildung 28: Prinzip des Wolkentracking (Quelle: FH NW Wirtschaft)

Ein Vergleich der Produktionsdaten der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum mit der Produktion einer PV-Anlage in Windisch vom 5.10.2011 entsprechend Abbildung 29 zeigt, dass ein Wolkentracking möglich ist. So sind bei den Produktionsdaten der beiden PV-Anlagen in Rheinfelden und in Windisch, das 32 km südöstlich von Rheinfelden liegt, eindeutige Korrelationen feststellbar. Es treten jedoch auch Produktionsverläufe auf, die nicht korrelieren, was von der Auflösung oder Neubildung von Wolken herrühren kann.

Aus dem Vergleich der beiden Produktionsdaten an einem willkürlich ausgewählten Tag mit Bewölkung können die Schlussfolgerungen gezogen werden, dass eine Korrelation besteht, eine Distanz von 32 km zwischen zwei Anlagen allerdings zu gross ist, eine sinnvolle Auflösung der Messdaten für eine Prognose bei 30 s bis 60 s liegt und dass eine Prognose für die jeweils nächsten 10 Minuten möglich sein sollte. Bei diesem Versuch eine Korrelation zu finden, muss auch berücksichtigt werden, dass zwischen Rheinfelden, das im Fricktal liegt, und Brugg, das an der Aare liegt, der Bözberg mit einer Erhebung von ca. 500 Höhenmetern ausgehend von Rheinfelden liegt.

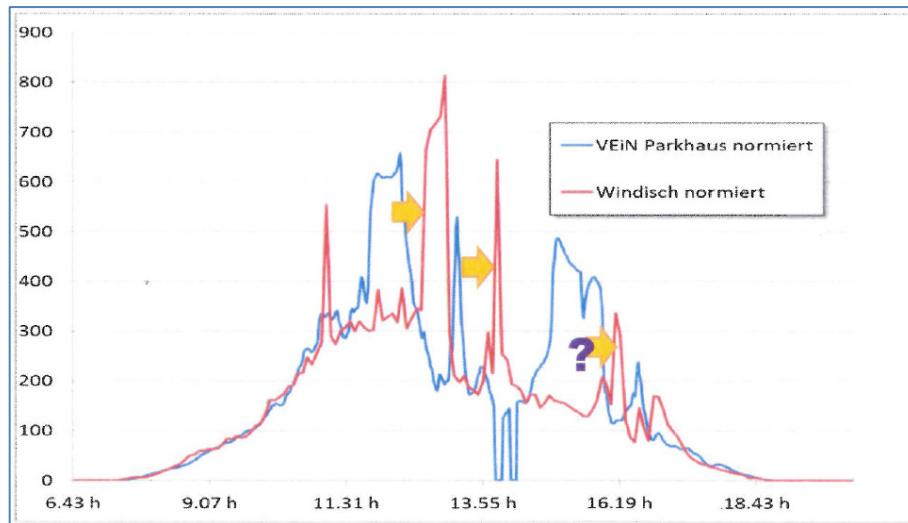


Abbildung 29: Vergleich der PV-Daten vom 5.10.2011 (Quelle: FH NW Technik)

Die ersten Ergebnisse aus der Vorstudie ESInfo^{VEiN} sind:

- Eine Korrelation zwischen PV-Anlagen ist möglich und ein Prognose kann daraus abgeleitet werden.
- Die flächendeckende Datenbeschaffung ist schwierig, da bis jetzt nur vereinzelt Messdaten vorhanden sind. Zusätzliche Wetterinformationen mit Angaben zur Windrichtung sind erforderlich.
- Die Daten können von PV-Anlagen oder auch von eigens für die Prognose platzierte Pyranometer bezogen werden.
- Die Messdaten müssen in einer Auflösung von mindestens 1 Minute vorliegen. Die üblich verfügbaren 15-Minuten-Werte sind nicht ausreichend.

Die Vorstudie ESInfo^{VEiN} wird von VEiN mit regelmässigen Projektsitzungen begleitet.



7 KOMMUNIKATION

Über das Projekt VEiN wurde im Jahre 2013 in der Personalzeitschrift „mitenand“ der IWB berichtet.

An folgenden Anlässen wurden Präsentationen über das Projekt VEiN gehalten:

- 22.03.2013 Genosol Generalversammlung, Andelfingen
Erneuerbare Energie und dezentrale Energieeinspeisung:
Erfahrung und Herausforderungen beim Netzmanagement;
Louis Lutz
- 05.07.2013 Forum Gebäudetechnik SWKI-Arbeitstagung, Horw
Pilotnetz VEiN – Dezentrale Energieerzeugung auf dem Prüfstand;
René Soland
- 25.09.2013 VTE Feierabendveranstaltung, Weinfelden
Pilotnetz VEiN – Auswirkungen von dezentralen Einspeisungen auf das NS-Verteilnetz;
Peter Mauchle
- 26.09.2013 VSE-Fachtagung Netztechnik, Dietikon
Einbindung von Speicheranlagen im Pilotnetz VEiN;
René Soland
- 03.10.2013 Giornata dei direttori e die quadri delle aziende elettriche della svizzera italiana, Locarno
Selbstregulierender Transformator (SRT) als Antwort auf dezentrale Einspeisung in Verteilnetzen;
René Soland
- 21.10.2013 Vortragabend der Technischen Gesellschaft Zürich (TGZ), Zürich
Pilotnetz VEiN – Dezentrale Energieerzeugung auf dem Prüfstand;
René Soland
- 25.10.2013 8. Werkleiterforum des DSV, Olten
Pilotnetz VEiN – Dezentrale Energieerzeugung auf dem Prüfstand;
Louis Lutz
- 27.11.2013 14. asut-Kolloquium, Kursaal Bern
Pilotnetz VEiN – Dezentrale Energieerzeugung mit ICT auf dem Prüfstand;
René Soland

Sämtliche zu VEiN erschienene Artikel sind unter www.vein-grid.ch einsehbar.



8 AUSBLICK 2014

Ein Schwerpunkt im Jahre 2014 von VEIN wird die Auswertung der vorhandenen Messwerte bilden, um die Fragestellungen des Projektes fundiert beantworten zu können. Basierend auf den Resultaten der Auswertungen werden weiter Tests definiert und durchgeführt. Das Hauptziel des Jahres 2014 ist, einen umfassenden Bericht zu VEIN zu erstellen, der die Fragestellungen aus dem Dokument zur Konkretisierung des Vorgehens von VEIN [4] beantwortet und die darin aufgestellten Thesen bestätigt oder widerlegt.

Als neues Netzelement wird der selbstregulierende Trafo SRT zum Einsatz kommen. Die optimale Betriebsart für den Trafo SRT muss ermittelt werden, sei dies im aktuellen Strahlennetz und auch temporär in einem vermaschten Netz. Mit den bereits installierten elektrischen Speichern werden unterschiedliche Regelstrategien getestet werden. Dabei wird auch analysiert, wie weit die Auswirkungen auf das Netz durch die Optimierung des Betriebs von Speicherelementen aus der Sicht des Netzbetreibers und aus der Sicht des Endverbrauchers auseinander liegen.

Die dezentrale Einspeiseleistung wird mit dem Einsatz des mobilen FU zur Aufschaltung eines Notstromaggregates und mit einzelnen stationären Kleinanlagen erhöht, um näher an die Grenzen der Einspeisung zu gelangen.

Die Kontakte und laufenden Projekte mit den Hochschulen werden weiter gepflegt und vorangetrieben. Zudem wird die Plattform weiterhin für Anliegen und zur Nutzung durch Verteilnetzbetreiber der Schweiz und zu Forschungszwecken der Hochschulen oder anderen Institutionen zur Verfügung gestellt.

Zudem werden die Möglichkeiten zur Nutzung der Infrastruktur von VEIN nach dem Projektabschluss zusammengetragen und daraus ein Vorgehensplan erarbeitet.

9 DOKUMENTENVERZEICHNIS

- [1] Dr. G. Schnyder, P. Mauchle, Prof. M. Höckel, P. Lüchinger, Dr. O. Fritz, Ch. Häderli, E. Jaggy: **Zunahme der dezentralen Erzeugungsanlagen in elektrischen Verteilnetzen**, Schlussbericht BFE Forschungsprogramm Elektrizität, 2003
- [2] Dr. G. Schnyder: **Dezentrale Erzeugungsanlagen in Niederspannungsnetzen (Machbarkeitsstudie)** Schlussbericht BFE Forschungsprogramm Elektrizität, Mai 2005
- [3] G. Schnyder: **Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetzen „VEIN“** Unterlagen für die Finanzakquisition zur Projektphase, Projektdokument, Dezember 2007
- [4] P. Mauchle: **VEIN – Forschungsprojekt zur Klärung der Auswirkungen von dezentralen Energieerzeugungsanlagen auf die elektrischen Verteilnetze** Konkretisierung des Vorgehens zur Resultaterreichung, Projektdokument, Oktober 2008
- [5] P. Bühler, Dr. G. Schnyder: **Vorprojekt VEIN – Verteilte Einspeisungen in Niederspannungsnetze**, Schlussbericht BFE Forschungsprogramm Elektrizität, Dezember 2008
- [6] Dr. G. Schnyder: **Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze „VEIN“** Pilotprojekt, Jahresbericht BFE Forschungsprogramm Elektrizität, Dezember 2009
- [7] R. Caldelari: **VEIN – Literaturrecherche zu Projekten mit dezentralen Einspeisungen** Projektdokument, Oktober 2010