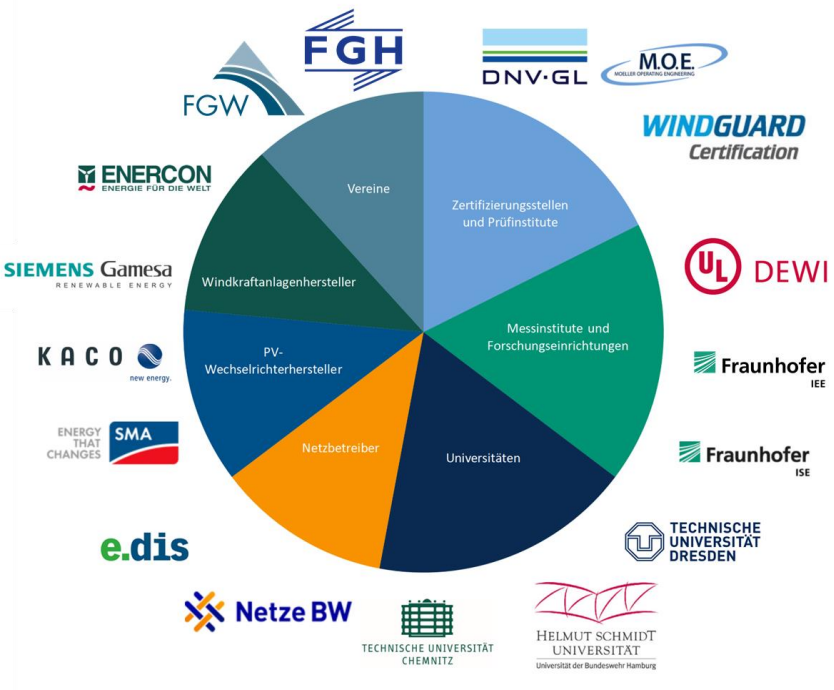
Abschlussbericht

für das

Projekt NetzHarmonie

Optimierte Effizienz und Netzverträglichkeit bei der Integration von Erzeugungsanlagen aus Oberschwingungssicht

FKZ 0325757A-L



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter den Förderkennzeichen 0325757A-L gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegen bei den Autoren.

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Autoren

M.Sc. Farhad Safargholi, Dipl.-Ing. Florian Ackermann, Dipl.-Ing. Fritz Santjer, Dr.-Ing. Gunter Arnold, Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts, Dipl.-Ing. Jens Rauch, M.Sc. Marc Florian Meyer, Dipl.-Ing. Marko Mühlberg, Dr.-Ing. Max Domagk, M.Sc. Max Hoven, Dipl.-Ing. Nils Schäfer, Dipl.-Ing. Rainer Klosse, Dr.-Ing. Thorsten Bülo

Kurzfassung

Im Projekt sollten u.a. Verfahren zur Ermittlung von Oberschwingungen verbessert, Auswertemethoden und Oberschwingungsmodelle verbessert, OS-Ausbreitungscharakteristiken ermittelt, Grundlagen für die Korrektur von Grenzwerten und Bewertungsverfahren geschaffen und die Nutzung von EZE und EZA zur Kompensation von OS untersucht werden.

Methodisch wurde zu Grundlagen der Oberschwingungsanalyse und -bewertung recherchiert. Danach wurden Vermessungen von EZE, EZA und Netzpunkten durchgeführt. Darüber hinaus wurde das Thema aktive OS-Beeinflussung erforscht.

Es wurden Messkampagnen zur Gewinnung umfassender Messdaten für EZE, EZA und Netzknoten vorbereitet, durchgeführt und Messverfahren und -daten ausgewertet. Dadurch wurden wichtige Ergebnisse, z.B. in Form von Durchführungs- und Messleitfäden, u.a. für zeitsynchrone OS-Messungen oder Vermessung der frequenzabhängigen Netzimpedanz, Analysen vieler Details wie Auswertungsverfahren für Ausbreitungs- und Überlagerungseffekten sowie der Bestimmung von Dämpfungs- und Verstärkungseffekten gewonnen.

Zur Modellierung des OS-Verhaltens wurden Validierungsmethoden generiert, OS-Modelle validiert und weiterentwickelt. Daraus wurden zur Nachbildung von Oberschwingungen EZA-Modelle erstellt und in zwei EZA-Netzmodelle implementiert. Bedingungen für erfolgreiche netzweite Simulationen von Netzimpedanzen oder Oberschwindungspegeln wurden formuliert.

Im Bereich der Modellierung, der Messdurchführung wie auch der Analyse haben sich eine Reihe an Fragestellungen aufgetan, die auf komplexere Zusammenhänge hindeuten, als dies von den Beteiligten im Vorfeld angenommen wurde.

Die Ergebnisse wurden und werden über Workshops, Vorträge bei Fachtagungen, Artikel sowie die Veröffentlichung der Fachberichte einem breiten Fachpublikum vorgestellt. Über Einbringung in nationale und internationale Normen ist der Einfluss auf die OS-Ermittlung sowie -analyse und damit die Problemvermeidung und Netzanschlusskapazitäten zum Teil bereits absehbar.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis ..... **iii**

Abkürzungen ..... **v**

1 Aufgabenstellung – Ziele des Vorhabens **1**

2 Voraussetzungen **2**

3 Projektorganisation- Planung und Ablauf des Vorhabens **3**

4 Stand der Technik zu Vorhabensbeginn **4**

5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen **6**

6 Wissenschaftliche und technische Projektergebnisse **7**

6.1 AP 1 Grundlagen 7

6.1.1 Zusammenfassung des Fachberichts 7

6.1.2 Beteiligte Projektpartner 8

6.1.3 Vergleich der gestellten und erreichten Ziele 9

6.2 AP 2 Messtechnische Analyse der Emission einzelner EZE und EZA 10

6.2.1 Zusammenfassung des Fachberichts 10

6.2.2 Beteiligte Projektpartner 14

6.2.3 Vergleich der gestellten und erreichten Ziele 14

6.3 AP 3 Leistungsfähige Modelle für einzelne EZE und EZA 18

6.3.1 Zusammenfassung des Fachberichts 18

6.3.2 Beteiligte Projektpartner 20

6.3.3 Vergleich der gestellten und erreichten Ziele 21

6.4 AP 4 Messtechnische Analyse der Rückwirkungen auf das Stromnetz 23

6.4.1 Zusammenfassung des Fachberichts 23

6.4.2 Beteiligte Projektpartner 26

6.4.3 Vergleich der gestellten und erreichten Ziele 26

6.5 AP 5 Leistungsfähige Netzsimulationen 29

6.5.1 Zusammenfassung des Fachberichts 29

6.5.2 Beteiligte Projektpartner 32

6.5.3 Vergleich der gestellten und erreichten Ziele 33

6.6 AP 6 Entwicklung neuer Bewertungsverfahren 35

6.6.1 Zusammenfassung des Fachberichts 35

6.6.2 Beteiligte Projektpartner 38

6.6.3 Vergleich der gestellten und erreichten Ziele 38

6.7 AP 7 Machbarkeitsstudie zur aktiven Oberschwingungsbeeinflussung 41

6.7.1 Zusammenfassung des Meilensteinberichts 41

6.7.2 Beteiligte Projektpartner 43

6.7.3 Vergleich der gestellten und erreichten Ziele 44

7 Verwertbarkeit der Ergebnisse 46

7.1 Wirtschaftliche Verwertungsmöglichkeiten 46

7.2 Wissenschaftliche Verwertungsmöglichkeiten 46

8 Die wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises 47

9 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit 50

10 Fortschritt von Dritter Seite auf dem Gebiet des Vorhabens 51

11 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen sowie weitere Literaturverweise 52

11.1 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen 52

11.2 Literaturverweise 54

12 Danksagung 59

Abkürzungen

AP	Arbeitspaket
BHKW	Blockheizkraftwerk
DC	Gleichstrom bzw. Gleichspannung (Direct Current)
DFIG	Doppelt gespeister Asynchrongenerator (doubly fed induction generator)
EZA	Anlage, in der sich eine oder mehrere Erzeugungseinheiten elektrischer Energie und alle zum Betrieb erforderlichen elektrischen Einrichtungen befinden
EZE	Einzelne Einheit zur Erzeugung elektrischer Energie
EZS	Erzeugerzählpfeilsystem
FFT	Schnelle Fourier-Transformation (Fast Fourier Transform)
FGW	FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien
GEN-SET	Generator-Set
GPS	Global Positioning System
GVB	Gesamtvorhabensbeschreibung
HS	Hochspannung
IRIG	Inter Range Instrumentation Group
LVRT	Low-Voltage-Ride-Through
LWL	Lichtwellenleiter
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
OS	Oberschwingungen
PAR	Prevailing angle ratio
PCC	Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage (Point of common coupling)
POC	Anschlusspunkt der Kundenanlage (Point of coupling)
PV	Photovoltaik
PWM	Pulsweitenmodulation
RMS	Quadratischer Mittelwert, entspricht der Wurzelbildung aus dem arithmetischen Mittelwert der quadrierten Perioden-Messwerte nach IEC 61000-4-30 für Geräte der Klasse A (root mean square)
THD	Klirrfaktor, gesamte harmonische Verzerrung (Total Harmonic Distortion)
THDS	Total Harmonic Distortion subgrouped
TIHDS	Total Interharmonic Distortion subgrouped
Tr	Transformator
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung

VKM	Verbrennungskraftmaschine
WEA	Windenergieanlage
WKA	Windkraftanlagen
WP	Windpark
WR	Wechselrichter / Umrichter

Abkürzungen der Projektpartner

DNV GL	DNV GL SE
e.dis	E.DIS Netz GmbH
ENERCON	ENERCON GmbH
FGH	FGH – Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e. V.
HSU	Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg
IEE	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
KACO	KACO new energy GmbH
M.O.E	M.O.E. Moeller Operating Engineering GmbH
Netze BW	Netze BW GmbH
SGRE	Siemens Gamesa Renewable Energy
SMA	SMA Solar Technology AG
Stromnetz HH	Stromnetz Hamburg GmbH
TUC	Technische Universität Chemnitz
TUD	Technische Universität Dresden
UL DEWI	UL International GmbH, DEWI
WGC	WindGuard Certification GmbH

1 Aufgabenstellung – Ziele des Vorhabens

Das Projektziel war die Verbesserung der Bewertungsverfahren, um aus Sicht der Oberschwingungsbewertung eine bessere Planungssicherheit zu erreichen und bisher ungenutzte Netzkapazitäten zum Anschluss von Windenergie- und Photovoltaikanlagen in allen Netzebenen zu erschließen.

Um dies zu erzielen sollten die Einflüsse und Wirkmechanismen von Netzvorbelastungen und Netzresonanzen besser verstanden werden, sowie Kenntnisse über die Netzimpedanz gewonnen werden. Zu diesem Zweck wurden zahlreiche Prüfstand- und Feldmesskampagnen durchgeführt und eine solide Messdatenbasis geschaffen.

Wichtige Teilaspekte des Gesamtziels waren:

1. Entwicklung neuer, verbesserter Verfahren zur Ermittlung und Bewertung der Oberschwingungsemissionen von EZE und EZA für alle Netzebenen u.a. durch Berücksichtigung von Netzvorbelastungen und Netzresonanzen,
2. Systematische Erarbeitung verbesserter Mess- und Auswertemethoden und zuverlässigerer Oberschwingungsmodelle zur Bewertung von EZE und EZA,
3. Umfassende messtechnische Analyse der Oberschwingungsausbreitung und -dämpfung innerhalb einer Spannungsebene und zwischen benachbarten Spannungsebenen, u.a. in Abhängigkeit der frequenzabhängigen Netzimpedanz
4. Simulationsrechnungen anhand ausgewählter Referenznetze als Grundlage für die Erarbeitung von Empfehlungen zur Anpassung von Grenzwerten und Bewertungsverfahren,
5. Machbarkeitsstudie für die gezielte Nutzung von EZE und EZA zur Kompensation von Oberschwingungen inklusive eines Demonstrationsvorhabens

Der Schwerpunkt liegt in den wissenschaftlichen Untersuchungen und technischen Innovationen. Ein logisches und darauffolgendes Ziel des Projekts ist die Einbringung der Ergebnisse in die Normungsaktivitäten der eingebundenen Partner.

2 Voraussetzungen

Zu den wesentlichen Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde, zählen die Aktivitäten und Arbeiten der im Jahr 2010 im Rahmen der FGW-Gremienarbeit gegründeten Arbeitsgruppe „AG Oberschwingungen“. Diese Arbeitsgruppe besteht aus Mitgliedern der Hersteller von Windenergieanlagen und Photovoltaik-Wechselrichtern, Netzbetreibern, Messinstituten, Zertifizierungsstellen sowie Hochschulen und Forschungseinrichtungen. Wesentliches Ziel dieser AG ist die Verbesserung der Oberschwingungsmessung und -bewertung von EZE und EZA. Die AG Oberschwingungen hat im Vorfeld des Projektes gemeinsam mit Netzbetreibern Ergänzungen zur Mittelspannungsrichtlinie bzgl. der Oberschwingungsbewertung vorbereitet und diskutiert. Weiterhin wurden Messverfahren für Oberschwingungsmessungen an EZA und EZE auf Prüfständen erarbeitet und verbessert. Die Diskussion von Grundlagen und Verfahren zur Bewertung der Oberschwingungsvorbelastungen sowie des Umfangs und der Validierung von Oberschwingungsmodellen waren ebenfalls Arbeitsinhalte der Gruppe.

Auch außerhalb der AG wurden Arbeiten in diesem Forschungsbereich vorangetrieben. Bereits in [1] wurde ein Verfahren zur Bestimmung der zeit- und frequenzabhängigen Netzimpedanz auf der Mittelspannungsebene entwickelt. Dieses konnte im Rahmen des Projekts NetzHarmonie weiterentwickelt werden. In [2] wurde untersucht, welche technischen Verfahren sich im Rahmen der Betriebsführung von PV-Wechselrichtern im Kurzzeitbereich zur dynamischen Netzstützung eignen. Im Gegensatz zu den im Rahmen der Projekte sehr fokussierten Themenschwerpunkte, betrachtet das Verbundprojekt NetzHarmonie den Forschungsbereich ganzheitlich in allen relevanten Aspekten von der Messung und Auswertung, Modellierung und Validierung bis hin zur Simulation und Bewertungsverfahren.

Im Konsortium sind die folgenden Interessengruppen vertreten:

- Netzbetreiber
- WEA-Hersteller
- PV-Wechselrichterhersteller
- Zertifizierungsstellen und Prüfinstitute
- Messinstitute und Forschungseinrichtungen
- Universitäten
- Vereine

Durch diese Konstellation sind Erfahrungen im Bereich Feld und Labormessungen, Modellierung von Netzen, Einheiten und Anlagen sowie der Modellvalidierung und Zertifizierung bei jeweils verschiedenen Interessengruppen vorhanden. Die Projektpartner kennen sich zum Teil seit vielen Jahren und haben sich im Rahmen der FGW-Arbeit über geschäftliche Kontakte und andere Projekte gut kennengelernt.

Die Erfahrungen der oben erläuterten AG Oberschwingungen zeigten allerdings, dass umfangreichere Untersuchungen bezüglich Oberschwingungsmess- und Bewertungsverfahren notwendig sind. Die dazu fehlende Arbeitskapazität der AG gab den Anstoß für das Verbundprojekt NetzHarmonie, dessen Grundlagen die bisherigen Ergebnisse und Diskussionen der AG Oberschwingungen bildeten.

3 Projektorganisation- Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Vorhaben hatte insgesamt 7 Arbeitspakete, wobei Arbeitspaket 1 „Grundlagen“ als eigenständig betrachtet werden kann. Die Arbeitspakete 2 bis 7 sind auf 3 Schwerpunkte aufgeteilt, welche untereinander vernetzt waren und es ermöglichten, in diesem umfangreichen Vorhaben eine größtmögliche Übersicht zu bewahren sowie einfache Schnittstellen zu definieren. Die drei Schwerpunkte beinhalteten jeweils die Themen „Realitätsnahe Vermessung“, „Bewertungsverfahren“ und „Aktives OS-Management“. Dargestellt ist die Struktur in Abbildung 1:

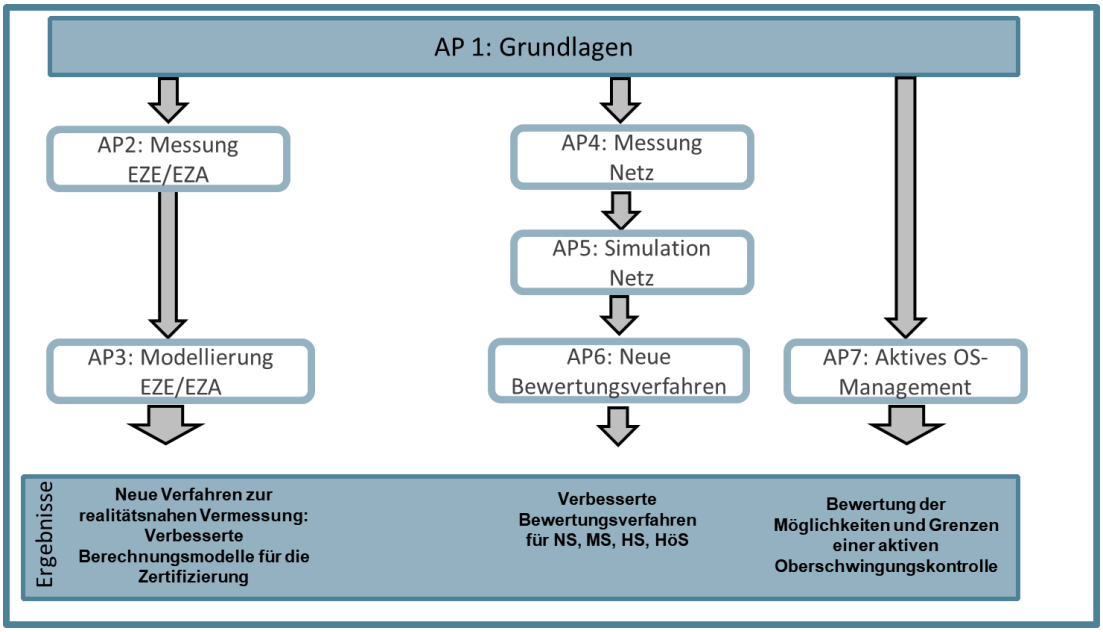


Abbildung 1 – Projektübersicht

Planung laut Antrag	Tatsächliche Durchführung
Projektlaufzeit: 36 Monate	Projektlaufzeit: 36 + **9** = 45 Monate
Labormesskampagnen	Labormesskampagnen an 3 Standorten
Feldmessungen	10 Feldmessungen
Auswertung & Publikation der Ergebnisse	Auswertung & Publikation der Ergebnisse
Gremienarbeit	Gremienarbeit in FGW, DKE und IEC

Tabelle 1 - Vergleich zwischen Planung und Ablauf des Vorhabens

Die kostenneutrale Verlängerung der Projektlaufzeit war aufgrund von Verzögerungen bei den durchgeführten Messkampagnen notwendig geworden. Gründe für diese Verzögerungen waren ausgiebige Vertragsverhandlungen zwischen den beteiligten Projektpartnern und dem örtlichen Netzbetreiber am Messstandort Neddenaverbergen sowie eine wetterbedingte Verlängerung derselben Messkampagne. Eine ausführliche Erläuterung der Gründe kann dem Antrag auf Laufzeitverlängerung entnommen werden.

4 Stand der Technik zu Vorhabensbeginn

Vor Beginn des Verbundprojekts waren Oberschwingungsmessungen an einem Anschlusspunkt nicht ohne weiteres auf einen anderen Anschlusspunkt übertragbar. Der Vergleich mit den im Testlabor gemessenen Werten ergab oft erhebliche Unterschiede. Ferner konnten die Anforderungen an die Messgenauigkeit speziell im Netz gar nicht oder nur mit sehr hohen Aufwendungen erreicht werden. Im Fall einer bereits vorhandenen Vorbelastung des Netzes mit Oberschwingungen existierten keine zufriedenstellend zuverlässigen Verfahrensweisen, welche eine Identifikation des Oberschwingungsanteils der EZA ermöglichen.

Ein Lösungsansatz, der erkannt und untersucht wurde, sind Modellbildungen der EZE in Bezug auf die Oberschwingungserzeugung. Diese wurden bereits vor Beginn des Projekts angewandt und bieten die Möglichkeit, Oberschwingungspegel ohne großen Einfluss der jeweiligen Netzparameter anzugeben. Das zu lösende Problem war hier die Beschreibung der Vorgehensweise einer Validierung und die Ermittlung der zulässigen Unsicherheiten solcher Modelle, damit dieser Lösungsansatz auch in die entsprechenden nationalen und internationalen Richtlinien aufgenommen werden kann.

Die tatsächlichen Rückwirkungen einzelner EZE/EZA bzw. mehrerer verteilter EZA auf das Stromnetz hängen vom komplexen Zusammenwirken verschiedener Einflussgrößen ab. Dazu zählen z. B. Überlagerungseffekte durch unterschiedliche Winkellagen der Stromharmonischen, die Charakteristik der Oberschwingungs-einprägung, die Ausbreitungsmechanismen im Netz und die frequenzabhängige Netzimpedanz. Eine gezielte Ausnutzung bestimmter Effekte setzt jedoch deren tiefgreifende Kenntnis voraus, welche speziell im Hinblick auf die Wirkung der Oberschwingungen von EZA-Wechselrichtern nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung stand.

Die zum Beginn des Projekts, sowie zum größten Teil die heute geltenden nationalen und internationalen Bewertungsverfahren treffen eine Reihe vereinfachender Annahmen bei der Berechnung der Grenzwerte z. B. zum empfohlenen Summationsexponenten für die Überlagerung mehrerer Anlagen in einem Netz, zum Verlauf der frequenzabhängigen Netzimpedanz oder zum Transfer von Oberschwingungen zwischen den Spannungsebenen. Die Berücksichtigung von Abnehmer- und Erzeugeranlagen für eine ganzheitliche Koordinierung ist nur in wenigen Regelwerken zu finden.

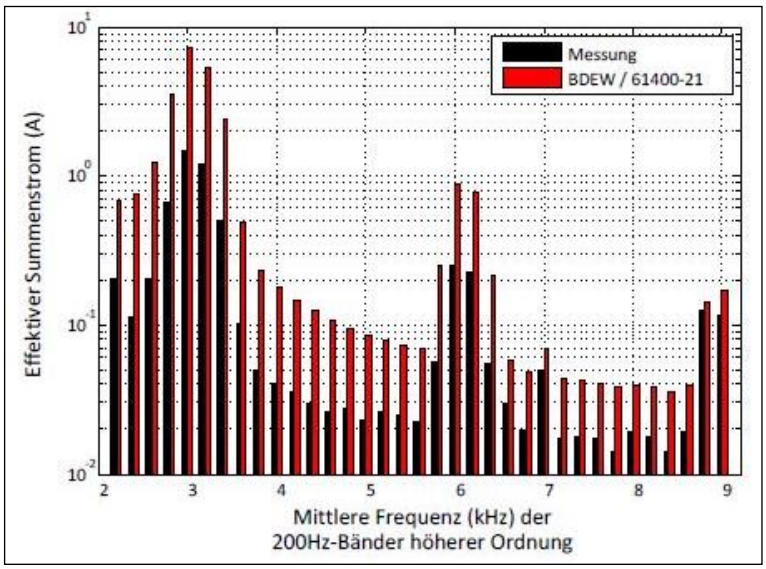


Abbildung 2 - Beispiel von beobachteten Abweichungen im höheren Frequenzbereich zwischen Messtechnisch (Schwarz) und Rechnerisch nach geltenden Vorschriften (Rot) ermittelten Oberschwingungsströme für einen Wechselrichterverbund im Labor.

Für die dynamische Oberschwingungskompensation gab es eine Reihe von Anwendungen auf Basis aktiver Filter, deren ausschließlicher Zweck in der Minimierung von Oberschwingungen liegt. Auch Wechselrichter von Erzeugungsanlagen verfügen über die notwendige Technik, wurden jedoch bisher nur zur Bereitstellung von Grundschwingungsleistung (Wirk- und Blindleistung) genutzt. Ob EZE auch geeignet sind, um OS dezentral, ohne Kenntnisse der Ströme im zu kompensierenden Zweig, zu kompensieren, wurde zuvor nicht ausreichend untersucht.

5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Rahmen der projektinternen Zusammenarbeit (Telefonkonferenzen, AP-Treffen und Gesamtprojekttreffen) kam es regelmäßig zum Austausch mit den assoziierten Partnern, die als Teil des Konsortiums die Diskussionen zur Methodik und zu den Ergebnissen begleitet und durch eigene Beiträge bereichert haben. Darüber hinaus trugen die beteiligten Netzbetreiber durch die Bereitstellung notwendiger Informationen, z.B. technische Parameter der Betriebsmittel für die Erstellung der Referenznetze, zum Erfolg des Projektes bei. Insbesondere sind hier die Auswahl von Netzen und die Durchführung der Messkampagnen zu nennen, die in enger Zusammenarbeit geplant, realisiert und ausgewertet wurden. Ohne die Unterstützung der Netzbetreiber wären der Umfang der Messdaten und der Ergebnisse aus den Messkampagnen deutlich reduziert oder gar nicht möglich gewesen.

Darüber hinaus wurden die endgültigen Vorschläge zur Anpassung bzw. Erweiterung bestehender Berechnungsverfahren in mehreren Seminaren in Deutschland und der Schweiz (u.a. PQ-Vertiefungsseminar, Mannheim, 02/2018; VSE Fachtagung Versorgungsqualität, Aarau, 11/2018) vorgestellt und mit den Teilnehmern diskutiert. Außerdem flossen und fließen die Ergebnisse als fundierte Grundlage in die Arbeit nationaler und internationaler Gremien zur Erstellung entsprechender Normen und Richtlinien (u.a. VDE AR-N 4100, VDE AR-N 4110 und 3. Ausgabe der D-A-CH-CZ Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen) ein. Die Ergebnisse werden darüber hinaus in die aktuellen Aktivitäten der CIGRE/CIRED Arbeitsgruppe C4.40 eingebracht. Die Arbeitsgruppe überarbeitet derzeit die entsprechenden IEC Berichte (IEC TR 61000-3-6, -14), u.a. hinsichtlich der Bestimmung von Emissionsgrenzwerten für Kundenanlagen, als Vorbereitung für IEC SC77A WG8.

Des Weiteren wurde die bisher gewonnenen Kenntnisse des AP3 bezüglich der Klassifizierung der EZE-Modelle, sowohl für Windenergie-EZE als auch für Photovoltaik-EZE, sowie eine Definition neuer Anforderungen bzw. Empfehlungen für EZE-Modelle in einem technischen Bericht für die FGW Unterarbeitsgruppe Oberschwingungs-Modelle (UAG OS-Modelle) durch die Vorstellung des Fachberichts zu AP301 und AP302 im Arbeitskreis integriert. Außerdem wurde der in AP304 bis AP306 entwickelte EZE-Modell-Validierungsprozess in der UAG OS-Modelle vorgestellt. Aufgrund von Anmerkungen und Anregungen des Arbeitskreises wurde der Validierungsprozess angepasst bzw. ergänzt. Weiterhin ist geplant, den EZE-Modell-Validierungsprozess auch zukünftig in den technischen Bericht für die UAG OS-Modelle einzufließen zu lassen.

6 Wissenschaftliche und technische Projektergebnisse

6.1 AP 1 GRUNDLAGEN

6.1.1 ZUSAMMENFASSUNG DES FACHBERICHTS

Die Koordinierung und Optimierung der geplanten Messungen waren eine notwendige Voraussetzung für die erfolgreiche und effektive Durchführung des Forschungsvorhabens. Dies umfasste die Vereinheitlichung der Verfahren zur Vorbereitung, Durchführung und Dokumentation der Oberschwingungsmessungen im Rahmen des Projektes (AP101). Die für die Messungen eingesetzten Messgeräte wurden entsprechend dem erarbeiteten Leitfaden hinsichtlich ihrer Messgenauigkeit im Rahmen eines Ringversuchs erfasst (AP102). Um eine hohe Repräsentativität der Ergebnisse zu gewährleisten wurden die typischen Gerätetechnologien in den verschiedenen Leistungsklassen (AP103), als auch die zu untersuchenden Netze in den verschiedenen Spannungsebenen (AP104) entsprechend zusammengestellt, systematisiert und ausgewählt.

AP101 – Definition einheitlicher Messverfahren

Die durchgeführten Netz- und Labormessungen bilden die wissenschaftliche Basis des Vorhabens. Hierzu wurde ein Leitfaden [3] erarbeitet mit dem Ziel, die Verfahren zur Vorbereitung, Durchführung und Dokumentation von Oberschwingungsmessungen im Rahmen des Projektes sowie darüber hinaus, zu vereinheitlichen. Inhalte des Leitfadens sind u. a. eine einheitliche Klassifizierung der Messungen, Vorschriften zur Bezeichnung von Messstellen und Messgrößen, Anforderungen an die Messungen, eine Beschreibung der Durchführung der Messungen sowie Vorgaben zur Dokumentation, Ablage und Austausch der Messergebnisse. Daraus resultieren u.a. ein erleichterter Austausch sowie eine möglichst gute Vergleichbarkeit der Messdaten zwischen den Projektpartnern.

AP102 – Anforderungen an die Messtechnik

Um die Anforderungen an die Messtechnik zu bestimmen, wurde eine Übersicht der im Projekt verwendeten Messtechnik erstellt und hinsichtlich ihrer prinzipiellen Anwendbarkeit klassifiziert. Im Rahmen von Vergleichsmessungen [4] wurde die Messgenauigkeit sowie die Einsatzgrenzen der eingesetzten Messtechnik verifiziert und bestimmt. Weiterhin wurden die Spannungswandler, welche für die Mittelspannungsmessungen vorgesehenen waren, in ihrem Frequenzübertragungsverhalten analysiert und bewertet. Die Ergebnisse der Messgenauigkeiten wurden weiterhin verwendet, um den Einfluss von Messfehlern in Strom und Spannung auf indirekt bestimmte Parameter (z.B. die harmonische Impedanz oder den Summationsexponenten) zu bestimmen. Die Ergebnisse zu den Einflüssen der Messgenauigkeit auf dem indirekt bestimmten Parameter wurden in [5] veröffentlicht.

AP103 – Systematisierung der zu untersuchenden Gerätetechnologien

Innerhalb von AP103 wurden die zu untersuchenden Gerätetechnologien und Leistungsklassen systematisiert. Hierfür wurde eine fundierte Übersicht von meist verbreiteten und gebräuchlicher Gerätetechnologien im Wind- und PV-Bereich erstellt. Für die Übersicht der Technologien bei Windenergieanlagen wurden Umfragen bei allen wichtigen Herstellern des deutschen Markts durchgeführt, währen für die Technologien für PV-Anlagen eine Analyse der installierten Wechselrichter in einem Niederspannungsnetzgebiet hinsichtlich Hersteller, Schaltungstopologie und Bemessungsleistung aufbereitet wurde. Insgesamt wurden dabei 54821 Einheiten berücksichtigt. Im Ergebnis und nach Gesprächen

mit weiteren Netzbetreibern ist festzustellen, dass in der Niederspannung hauptsächlich Wechselrichter der Firmen SMA, Sungrow und KACO eine große Verbreitung haben. Auf Basis der gesammelten Daten wurden Vorschläge für zu vermessende EZE-Typen erstellt, die bei der Auswahl der Messstandorte in AP105 Verwendung gefunden haben

AP104 – Systematisierung der zu untersuchenden Netze

Ziel dieses Arbeitspakets war Anforderungen an die zu vermessenden Standorte zu identifizieren. Hierzu wurden zunächst die typischen Netzstrukturen in den verschiedenen Spanungsebenen sowie Ausbreitungsgebieten untersucht sowie die Verbreitung der installierten PV- und Windenergieleistung in diesen Netzen analysiert. Anschließend wurden möglichst repräsentative Netze für die Nieder- und Mittelspannung identifiziert, anhand derer Anforderungen an die Messstandorte für Windpark-, Solarpark-, Niederspannungsnetz- und Mittelspannungsnetzmessungen aufgelistet werden konnten. Detaillierte Ergebnisse finden sich im ersten Teil des Fachberichts zu den Arbeitspaketen 104 du 105 [6].

AP105 – Auswahl der Messstandorte

In AP105 wurden die Messstandorte für die jeweils geplanten Messungen ausgewählt. Die geplanten Ziele der Messungen wurden in Kategorien eingeteilt und die von den Projektpartnern eingebrachten Vorschläge für Messstandorte wurden auf Eignung zur Erfüllung der Ziele untersucht. Im entsprechenden Fachbericht [6] wird das Vorgehen eingehender erläutert. Wichtiges Ergebnis hierbei war eine detaillierte Auflistung, die alle geplanten Messungen und Standorte enthält und die während der Messkampagnen intensiv genutzt wurde. Ein weiterer Punkt in AP105 war die Beurteilung der gewählten Messstandorte bezüglich ihrer Repräsentativität.

6.1.2 BETEILIGTE PROJEKTPARTNER

AP-Leiter	FGW
Vertretung	TUD
Weitere Teilnehmer	BV
	UL DEWI
	ENERCON
	FGH
	HSU
	ISE
	IEE
	KACO
	SGRE
	SMA
	WGC

6.1.3 VERGLEICH DER GESTELLTEN UND ERREICHTEN ZIELE

Ziele und Ergebnisse nach GVB	AP	Ergebnisse
Projektrichtlinien um Vergleichbarkeit und eindeutigen Dokumentation der durchzuführenden Messungen zu gewährleisten	101	Erstellung eines Leitfadens um die Verfahren zur Vorbereitung, Durchführung und Dokumentation der Messungen im Projekt zu vereinheitlichen. Hierbei wurden u.a. direkt und indirekt zu messenden Größen definiert und Anforderungen an die Messungen definiert.
Übersicht der vorhandenen Messgeräte und Messwandler sowie die Dokumentation der Messgenauigkeit für die eingesetzte Messtechnik	102	Erstellung einer Übersicht der im Projekt eingesetzten Messtechnik sowie Untersuchung der entsprechenden Messgenauigkeit / Einsatzgrenzen im Rahmen eines Ringversuchs. Vermessung des Frequenzübertragungsverhaltens der eingesetzten Spannungswandler. Analyse des Einflusses der Messgenauigkeit auf indirekte bestimmte Parameter und Kenngrößen (Veröffentlichung in [5])
Katalogisierung von EZE im Hinblick auf Oberschwingungsemissionen sowie Übersicht von Gerätetechnologien mit möglichst repräsentativer Abdeckung	103	Systematisierung typischer Gerätetechnologien in Nieder-, Mittel- und Hochspannung. Identifikation repräsentativer Gerätetypen bzw.-firmen, wie z.B. PV-WR, die eine große Verbreitung haben
Systematisierung der in AP4 zu vermessenden Netze unter Berücksichtigung von Repräsentativität und Anteil erneuerbarer Energien	104	Typische Netzstrukturen wurden analysiert und repräsentative Netze für die Nieder- und Mittelspannung identifiziert [6]
Auswahl der zu vermessenden Netze in Abstimmung mit den Netzbetreibern und Projektpartnern (Nachträglich angefügt, nicht Teil der GVB)	105	Von den Projektpartnern vorgeschlagene Messtandorte wurden auf Eignung zur Erfüllung der geplanten Ziele untersucht und ein ausführlicher Plan der Messungen und Standorte wurde erstellt

6.2 AP 2 MESSTECHNISCHE ANALYSE DER EMISSION EINZELNER EZE UND EZA

6.2.1 ZUSAMMENFASSUNG DES FACHBERICHTS

In AP2 wurden die Einflüsse der Netzimpedanz und der Netzvorbelastung auf die Oberschwingungsemission sowie das Überlagerungsverhaltens von einzelnen EZE innerhalb von Parks untersucht und diesbezüglich verbesserte Mess- und Auswertemethoden entwickelt. Für diese Untersuchungen wurden Messkampagnen an EZE und EZA im Freifeld sowie auf Prüfständen durchgeführt.

Die Ergebnisse im Projekt in den einzelnen APs sind wie folgt:

Das Ziel von AP201 war die Erstellung einer fundierten Messdatenbasis auf EZE und EZA Ebene, die die Grundlage für die weiteren Analysen liefert. Hierzu wurden insgesamt 10 Freifeldmesskampagnen an verschiedenen Windenergieanlagen, Windparks, Solarwechselrichter und Solarparks sowie an einem Umspannwerk und im Netz durchgeführt. Alle Messungen einer Messkampagne erfolgten zeitsynchron mit bis zu 15 unterschiedlichen Messstellen pro Messkampagne. Durch diese Messkampagnen konnte die notwendige Datenbasis für die Untersuchungen in AP2, in AP3 und in AP4 geschaffen werden. Die umfangreiche Datenbasis könnte darüber hinaus für weitere Untersuchungen in zukünftigen Forschungsprojekten genutzt werden.

In Ergänzung zu den Freifeldtests wurden in AP202 Prüfstandtests durchgeführt um eine Messdatenbasis zu erstellen, bei der gezielt Parameter sowohl vom Prüfling als auch vom Netz bzw. dem Netzemulator beeinflusst und verändert wurden. Hierdurch wurde der Einfluss von Parameteränderungen auf die Oberschwingungsemission der untersuchten EZE ermittelt. An drei verschiedenen Prüfständen wurden mehrere unterschiedliche Wechselrichter und deren Oberschwingungsemissionsverhalten bezüglich deren Leistungs- und Spannungsabhängigkeit, deren Einfluss auf Änderungen der vorgelagerten Impedanz und auf gezielte Oberschwingungsvorbelastungen detailliert untersucht. Hierbei wurden sowohl einzelne Wechselrichter als auch Wechselrichter im Verbund zur Ermittlung des Summationsverhaltens der Oberschwingungen in einem Park untersucht.

In AP203 wurden die netzseitigen Bedingungen bezüglich der Spannungsverzerrung und der frequenzabhängigen Netzimpedanz am Netzemulator nachgestellt. Es zeigen sich gute Übereinstimmungen mit den Ergebnissen aus den Freifeldmessungen (Nachbildung der Spannungsverzerrung) und mit den Messungen an realen Impedanzen (Nachbildung der Netzimpedanz).

Im Leistungsbereich bis 10 kW hat der Partner TUD die Spannungsverzerrungen mittels eines Linearverstärkers mit hoher Bandbreite nachgebildet. Der Vergleich der Messergebnisse zwischen Feld- und Labormessungen zeigt, dass sich die Netzbedingungen ausgewählter Messungen im Labor nachstellen lassen und das Verhalten der PV-Wechselrichter im Labor dem unter real gemessenen Netzbedingungen entspricht. Detaillierte Ergebnisse werden im Bericht zu AP203 erläutert. Für Leistungen > 100kW und bis zu 1 MW hat der Partner ISE die Spannungsverzerrung mit einem schnelltaktenden Netzsimulator nachgebildet. Die Nachbildung zeigt sehr gute Übereinstimmung bis 4 kHz. Auf Grund der digitalen Steuerung bzw. Reglerimplementierung ist oberhalb von 4 kHz noch Potential, um die Winkelgenauigkeit zu verbessern. Totzeiten, die inhärent zu digitalen Systeme sind, bewirken mit steigender Frequenz eine Winkelabweichung und müssen im stationären Bereich kompensiert werden.

Die Nachbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz wurde vom Partner ISE - abweichend zur Antragstellung und mit Zustimmung vom Projektträger – mit einem sog.

Hardware-in-the-Loop System (HIL) durchgeführt. Zwei Hauptziele werden mit der Nachbildung von Netzimpedanzen im Labor verfolgt:

- Das Erzielen von reproduzierbaren Bedingungen für die Vermessung von Oberschwingungspegel.
- Überprüfung der Stabilität und Robustheit von EZE/EZA gegenüber Variation der Netzimpedanz mit dem Fokus Resonanzen und Instabilitäten zu vermeiden.

Für die Nachbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz im Labormaßstab ist es erforderlich, ein physikalisches Impedanzmodell zu identifizieren, das sowohl Amplitude als auch Phasenlage der gemessenen Impedanz abbildet. Die HSU konnte exemplarisch solch ein Modell erstellen, das bis etwa 2 kHz gültig ist. Um den Vergleich zu höheren Frequenzen zu erweitern, wurde ebenfalls eine Reale RLC Impedanz nachgebildet. Um das Verhalten eines Netzanschlusspunktes mit definierter Netzimpedanz nachzubilden, werden die Ströme am Ausgang des Netzsimulators erfasst und in einem Modell, das die gewünschte Impedanz darstellt, eingespeist. Aus dem Modell wird in Echtzeit der Spannungsfall, welcher entlang der definierten Netzimpedanz abfallen würde, berechnet und als Sollwert für den spannungsgeregelten Verstärker ausgegeben. Der Vergleich zeigt ein überzeugendes Frequenzverhalten der emulierten Netzimpedanz bis 4 kHz. Durch Weiterentwicklung der HIL Anbindung (kürzere Zykluszeiten) wird angestrebt, die ganze Bandbreite des Netzsimulators auszunutzen. Ergebnisse zur Netzimpedanzemulation werden 2019 publiziert

In AP204 wurde untersucht, welche Auswirkung eine Oberschwingungsvorbelastung in der Spannung auf eine EZE bzw. EZA hat. Hintergrund ist, dass bei Oberschwingungsmessungen die vorhandene Oberschwingungsvorbelastung durch andere Verbraucher oder Erzeuger im Netz Auswirkungen auf die Oberschwingungsemission der EZE bzw. EZA hat, die vermessen werden soll. Durch gezielte Vorgabe einer Oberschwingungsvorbelastung in Form von Amplitude und Phasenlage konnte in Prüfstandtests der Einfluss auf das Oberschwingungsemissionsverhalten verschiedener Wechselrichter in einer sogenannten Fingerprint-Methode ermittelt werden. Darüber hinaus konnte durch Freifeldtests einerseits das Verhalten des Oberschwingungsfilters der EZE auf eine Netzvorbelastung gezeigt werden. Andererseits konnte in einem Windpark ermittelt werden, welche Ladeströme in Kabeln durch eine Netzvorbelastung hervorgerufen werden und wie diese zu bestimmen sind.

Bei Oberschwingungsmessungen an EZE und EZA am öffentlichen Netz bewirkt die im Netz vorhandene Netzvorbelastung einen Einfluss auf die Oberschwingungsströme der EZE bzw. EZA. Diese Netzvorbelastungen führen zu zusätzlichen Oberschwingungsströmen, z. B. in das Filter der EZE. Bei der Bewertung der Oberschwingungen soll beurteilt werden, ob die dominante Quelle für die Oberschwingungsströme die Netzvorbelastung oder die EZE bzw. die EZA ist. Hierzu sind verschiedene Methoden entwickelt, verbessert oder untersucht worden. Diese Methoden sind z. B.:

- Korrelationen der Oberschwingungsströme mit den Oberschwingungsspannungen und/oder der Leistung
- Tagesprofile
- Variation der Vorbelastung bzw. der Impedanz
- Spannungs-Stromverhältnis-Ansatz
- Erweiterte Analysemethoden wie Phasenwinkel, symmetrische Komponenten, statistische Verfahren

Insbesondere das Verfahren Spannungs-Stromverhältnis-Ansatz kann nicht nur die dominante Oberschwingungsquelle identifizieren, es erlaubt darüber hinaus auch eine quantitative Beurteilung der Oberschwingungsströme.

In AP205 wurde untersucht, wie sich die Netzimpedanz oder die Impedanz des Netzemulators eines Prüfstandes auf das Emissionsverhalten einer EZE bzw. EZA auswirken. Hierbei wurden

sowohl die Amplitude und der Winkel der Netzimpedanz als auch Resonanzstellen berücksichtigt. Eine wesentliche Erkenntnis des Projekts hieraus ist, dass sich EZE bezüglich Oberschwingungen nicht wie eine ideale Stromquelle verhalten. Vielmehr zeigen sie ein angenähertes Verhalten eines Norton- oder Thévenin-Äquivalents.

Im Rahmen von Prüfstandtests wurden Untersuchungen von PV-Wechselrichtern unterschiedlichen Typs am Netzsimulator mit und ohne zusätzlicher Impedanz durchgeführt. Die Messungen haben ergeben, dass die Änderung der Netzimpedanz bei unverzerrter Netzspannung in der Regel keine signifikanten Auswirkungen auf die Oberschwingungsemissionen der EZE hat Bei zu hohen Werten der gewählten Impedanz wurde allerdings das Erreichen der Stabilitätsgrenze der EZE beobachtet. Der frequenzabhängige Verlauf der Impedanz wirkt sich insbesondere dann auf die Oberschwingungspegel aus, wenn Resonanzstellen auftreten und diese im gleichen Frequenzbereich wie Spannungsvorverzerrungen und bzw. oder EZE-Emissionen liegen.

Es wurde ein Verfahren zur Abschätzung des Verlaufs der Netzimpedanz mittels der an den Niederspannungsklemmen einer EZE gemessenen Zwischenharmonischen entwickelt. Dieses Verfahren beruht auf der Annahme, dass die Zwischenharmonischen vom Umrichter der EZE emittiert werden.

In AP206 wurden die Mechanismen der Summation von Oberschwingungsemissionen von einzelnen Erzeugern zu der Oberschwingungsemission des gesamten Parks untersucht, insbesondere die Faktoren, die die Summation beeinflussen. Es wurden sowohl Untersuchungen auf einem Prüfstand als auch in verschiedenen Freifeldtests durchgeführt. In den Messkampagnen zeigten sich Abweichungen der Summation der Oberschwingungen in den Parks zu dem herkömmlichen Summationsgesetz. Aus den Untersuchungen zeigte sich, dass einerseits die Transformatoren eine Phasenverschiebung der Oberschwingungen verursachen, die zu berücksichtigen ist. Zudem ist insbesondere bei ausgedehnten Parks, wie z. B. bei Windparks, die Phasenlage der Spannung an jeder EZE etwas unterschiedlich, so dass sich davon ausgehend größere Phasenverschiebungen bei den Oberschwingungsströmen der einzelnen EZE ergeben. Weiterhin sind ebenfalls die Ladeströme der Kabel zu berücksichtigen.

Aus den Freifeldmesskampagnen wurde ermittelt, dass sich bei Parallelschaltung einer größeren Anzahl EZE die OS zu tieferen Frequenzen verschieben, ursächlich hierfür sind Änderungen in den Impedanzverläufen.

Ein „einfaches“ neues Summationsgesetz, basierend auf Betrag und Phasenwinkel (z. B. mittels Prevailing angle (ratio)), lässt sich nicht erstellen, wie ursprünglich erwartet. Der Grund hierfür sind unter anderem die Änderung der Impedanzverläufe, die unterschiedlichen Phasenlagen der Spannungen sowie unterschiedliche Arbeitspunkte (Leistungen, Spannungen) an den einzelnen EZE. Als Empfehlung für zukünftige Prüfanforderungen sollte die Vermessung einer EZE bei ähnlichen Konfigurationen, bzw. äquivalenten Rahmenbedingungen wie in der späteren Anwendung vorgenommen werden, also z. B. Rahmenbedingungen wie sie mit vielen parallelen EZEs in einer EZA herrschen.

In AP207 wurden die relevanten Modellparameter für die Verifizierung der EZE Modelle in AP3 untersucht sowie die Messdatenbasis zur Verifizierung der Modelle bereitgestellt.

Für die Ermittlung der Quellencharakteristik einer EZE bzw. eines Wechselrichters ist es notwendig, sowohl die Oberschwingungsquellenspannung bzw. den –strom als auch die Quellenimpedanz zu beschreiben. Voraussetzung hierfür ist, dass das Oberschwingungsverhalten sich durch ein Thevenin oder ein Norton-Ersatzschaltbild beschreiben lässt. Anhand von Prüfstandtests mit einem Netzemulator wurde ein Verfahren entwickelt, dass als „Fingerprint“ oder auch „Spektroskopieverfahren“ bezeichnet wird und mit dem sich sowohl die Quellenspannung bzw. der Quellenstrom als auch die

Quellenimpedanz eines Wechselrichters in Abhängigkeit einer Oberschwingungsnetzvorbelastung ermitteln lässt.

In AP208 wurden Verfahren zur Bestimmung des Beitrages einer EZE bzw. EZA entwickelt. Für Tests am Netzemulator wurden Verfahren entwickelt, die es erlauben, den Beitrag einer EZE zu identifizieren, z. B. Fingerprints sowie Abhängigkeiten von der Impedanz. Für Tests am öffentlichen Netz wurden Methoden entwickelt, die es erlauben, aus einer Vermessung einer EZE, die einer Netzvorbelastung unterlegen ist, den dominanten Beitrag zu identifizieren (Netzvorbelastung oder Emission der EZE). Hierbei ist das Verfahren zum Spannungs-Stromverhältnis-Ansatz in der Lage, auch den Betrag der Oberschwingungsemission der EZE zu quantifizieren. Unter Verwendung der Modelle aus AP3 können Emissionen einzelner EZE für unterschiedliche fiktive oder reale Bedingungen simuliert werden. Passive Ströme, die durch Netzvorbelastung z. B. in das OS-Filter fließen, können identifiziert und weitgehend quantifiziert werden.

Bezüglich des Summationsfaktors konnte gezeigt werden, dass das bisherige Verfahren, keine realistischen Ergebnisse liefert. Aufgrund der Einflussfaktoren konnte kein „einfaches“ verbessertes Verfahren entwickelt werden. Ein alternatives Verfahren basiert auf EZE- und EZA Modelle (siehe AP3) mit Validierungsmessungen.

In AP209 wurden im Hinblick auf die Umsetzung der neuen Erkenntnisse in Normen und Richtlinien Verfahren entwickelt, die es ermöglichen, den Beitrag einer EZE bzw. den Beitrag einer EZA zu bestimmen. Hierzu sind sowohl neue Messverfahren als auch darauf abgestimmte Auswerteverfahren entwickelt worden. Diese Verfahren beziehen sich sowohl auf Prüfstandtests als auch auf Tests im Freifeld. Bei diesen Verfahren handelt es sich z. B. um:

- Impedanz- und Spannungsabhängigkeiten (Fingerprints) bei Prüfstandtests
- Identifikation der dominanten Quelle, hierbei handelt es sich um mehrere Verfahren, die abhängig von Standortbedingungen und von der EZE bzw. EZA angewendet werden können.
- Spannungs-Stromverhältnis Ansatz, bei dem auch der Anteil der Oberschwingungsemission der EZE bzw. der Netzvorbelastung am Gesamtstrom ermittelbar ist.
- Modellvalidierung einer EZE, siehe AP3

Bei einigen der Verfahren sind noch einige Teilfragen zu klären. Beim Spannungs-Stromverhältnis-Ansatz muss die Größe der notwendigen Impedanz abhängig von der Frequenz der betrachteten Oberschwingung gewählt werden. Die Kriterien hierzu sind zu bestimmen. Bei der Modellvalidierung ist zu klären, welche Zustände (Netz und EZE) abzudecken sind.

6.2.2 BETEILIGTE PROJEKTPARTNER

AP-Leiter	UL DEWI
Vertretung	ISE
Weitere Teilnehmer	TUD
	TUC
	ENERCON
	IEE
	M.O.E.
	DNV GL
	SGRE
	HSU
	WGC

6.2.3 VERGLEICH DER GESTELLTEN UND ERREICHTEN ZIELE

Ziele und Ergebnisse nach GVB	AP	Ergebnisse
Freifeldmessungen: Erstellung einer fundierten Messdatenbasis auf EZE und EZA Ebene, die die Grundlage für die weiteren Analysen liefert.	201	Es wurden insgesamt 10 Freifeldmesskampagnen an verschiedenen Windenergieanlagen, Windparks, Solarwechselrichter und Solarparks sowie an einem Umspannwerk und im Netz durchgeführt.
Prüfstandmessungen: Erstellung einer Messdatenbasis, bei der gezielt Parameter beeinflusst und damit deren Einfluss auf die Oberschwingungsemission von EZE ermittelt werden. Es werden verschiedene PV-Wechselrichtertypen untersucht.	202	An drei verschiedenen Prüfständen wurden mehrere unterschiedliche Wechselrichter und deren Oberschwingungsemissionsverhalten detailliert untersucht bezüglich deren Leistungs- und Spannungsabhängigkeit, den Einfluss von Änderungen der vorgelagerten Impedanz und von gezielten Oberschwingungsvorbelastungen. Es wurden sowohl einzelne Wechselrichter als auch Wechselrichter im Verbund zur Ermittlung des Summationsverhaltens untersucht.
Nachbildung realer Betriebszustände im Labor bei denen die netzseitigen Bedingungen im Labor eingestellt bzw. vorgegeben werden, um somit die in AP207 ermittelte Quellencharakteristik der EZE zu überprüfen.	203	Es wurden die netzseitigen Bedingungen bezüglich der Spannungsverzerrung und der frequenzabhängigen Netzimpedanz am Netzemulator nachgestellt. Es zeigten sich gute Übereinstimmungen mit den Ergebnissen aus den Freifeldmessungen.

Aus den messtechnischen Untersuchungen ist der Einfluss einer OS-Vorbelastung auf die OS Emission einer EZE zu ermitteln.	204	Durch gezielte Vorgabe einer Oberschwingungsvorbelastung bei Prüfstandtests wurde der Einfluss auf das Oberschwingungsemissionsverhalten verschiedener Wechselrichter in einer sogenannten Fingerprint-Methode ermittelt. In Freifeldtests wurde das Verhalten des Oberschwingungsfilters der EZE auf Netzvorbelastung gezeigt.
Entwicklung und Untersuchung von Methoden, um die dominante OS-Quelle zu identifizieren, bzw. um passive OS-Ströme in der EZE und EZA zu identifizieren.	204	Es wurden verschiedene Methoden zur Identifikation der dominanten Quelle entwickelt, verbessert und untersucht, die abhängig von Standortfaktoren und von der EZE/EZA angewendet werden. Es wurde ein Verfahren zur Bestimmung der Impedanz der Filter entwickelt, um die passiven Ströme in der EZE zu bestimmen. Für einen Windpark wurden die passiven Ladeströme der Kabel ermittelt.
Aus den messtechnischen Untersuchungen ist der Einfluss der Netzimpedanz auf die OS Emission einer EZE zu ermitteln.	205	Die durchgeführten Untersuchungen ergeben, dass die Änderung der Netzimpedanz bei unverzerrter Netzspannung in der Regel keine signifikanten Auswirkungen auf die Oberschwingungsemissionen der EZE hat
Erkenntnisse, wie sich unterschiedliche Netzimpedanzen und Netzresonanzen auf die Oberschwingungsemission verschiedener EZE auswirken.	205	Der frequenzabhängige Verlauf der Impedanz wirkt sich insbesondere dann auf die Oberschwingungspegel aus, wenn Resonanzstellen auftreten und diese im gleichen Frequenzbereich wie Spannungsvorverzerrungen und bzw. oder EZE-Emissionen liegen.
Erkenntnisse, welche Netzimpedanzen bei EZE-Vermessungen im Feld und auf dem Prüfstand vorgeschrieben werden sollten.	205	Sowohl bei Messungen im Freifeld als auch bei Prüfstandmessungen sollten Netzresonanzen vermieden werden. Falls sie nicht vermieden werden können, sollte ihre Lage abgeschätzt werden.

Aus den messtechnischen Untersuchungen ist das Überlagerungsverhalten mehrerer EZE zu ermitteln.	206	In den Messkampagnen zeigten sich Abweichungen der Summation s zu dem herkömmlichen Summationsgesetz. Einerseits verursachen die Transformatoren eine Phasenverschiebung der Oberschwingungen, die zu berücksichtigen ist. Weiterhin ist insbesondere bei ausgedehnten Parks die Phasenlage der Spannung an jeder EZE etwas unterschiedlich, so dass sich davon ausgehend größere Phasenverschiebungen bei den Oberschwingungsströmen der einzelnen EZE ergeben. Bei Parallelschaltung einer größeren Anzahl EZE verschieben sich die OS zu tieferen Frequenzen, ursächlich hierfür sind Änderungen in den Impedanzverläufen.
Erkenntnisse, wie sich Oberschwingungen verschiedener EZE Typen aufsummieren	206	Befinden sich nicht (nur) gleichartige, sondern verschiedenartige EZE-Typen in einem Park, so gelten die gleichen Wirkungsmechanismen, wie vorstehend beschrieben
Identifikation von Parametern, durch die ein Summationsfaktor ermittelt werden kann	206	Ein „einfaches“ verbessertes Summationsgesetz, z. B. mittels Prevailing angle (ratio), lässt sich nicht erstellen aufgrund der Änderung der Impedanzverläufe, wegen der unterschiedlichen Phasenlagen der Spannungen sowie unterschiedlicher Arbeitspunkte an den einzelnen EZE. Nur mit sehr umfangreichen komplexen Modellen könnte eine Summation für einen Park unter Berücksichtigung der Arbeitspunkte der EZE, der Phasenverschiebung an den EZE, den Ladeströmen der Kabel, der Phasenwinkel der Oberschwingungen und der Netzvorbelastung erfolgen. Der Aufwand hierfür dürfte für übliche Projektplanungen aber deutlich zu groß sein.
Oberschwingungsemissionsverhalten bei Einzel-/Parallelbetrieb mit anderen WR	206	Aus den Freifeldmesskampagnen wurde ermittelt, dass bei Parallelschaltung einer größeren Anzahl EZE sich die OS zu tieferen Frequenzen verschieben, ursächlich hierfür sind Änderungen in den Impedanzverläufen. Deutlich wird dieser Mechanismus bei konzentrierten Parks mit vielen EZE, wie z. B. Solarparks.

Ermittlung der relevanten Modellparameter aus den Messungen für die Verifizierung der EZE Modelle in AP3 sowie Bereitstellung der Messdatenbasis zur Verifizierung der Modelle.	207	Für die Ermittlung der Quellencharakteristik einer EZE bzw. eines Wechselrichters ist es notwendig, sowohl die Quellenspannung bzw. den –strom als auch die Quellenimpedanz zu beschreiben. Mittels Prüfstandtests und der Fingerprintmethode bzw. dem Spektroskopieverfahren konnte das im Projekt gezeigt werden.
Verfahren zur Bestimmung des Beitrages einer EZE	208	Für Tests am Netzemulator wurden Verfahren entwickelt, die es erlauben, den Beitrag einer EZE zu identifizieren, z. B. Fingerprints sowie Abhängigkeiten von der Impedanz. Für Tests am öffentlichen Netz wurden Methoden entwickelt, die es erlauben, den dominanten Beitrag zu identifizieren (Netzvorbelastung oder Emission der EZE).
Verfahren zur Bestimmung des Beitrages einer EZA	208	Grundsätzlich lassen sich die Methoden für EZE im Freifeld auch für EZA anwenden, siehe obenstehend. Bezüglich des Summationsfaktors konnte aufgrund der Einflussfaktoren kein „einfaches“ verbessertes Verfahren entwickelt werden. Ein alternatives Verfahren basiert auf EZE- und EZA Modelle (siehe AP3) mit Validierungsmessungen
Messverfahren für EZE und EZA Vermessungen, die es erlauben, den Oberschwingungsbeitrag der EZE bzw. EZA zu ermitteln.	209	Es wurden Messverfahren entwickelt, mit denen der Einfluss der Vorbelastung und der Netzimpedanz auf Prüfständen ermittelt werden kann. Im Freifeld wurde mit dem UI-Ansatz ein Verfahren entwickelt, bei dem sowohl die dominante Quelle als auch der Beitrag der EZE bzw. der Netzvorbelastung ermittelt werden kann.
Auswerteverfahren für EZE und EZA, die es erlauben, den Oberschwingungsbeitrag der EZE bzw. EZA zu ermitteln.	209	Einerseits wurden Auswerteverfahren für die oben angegebenen Messverfahren entwickelt. Es wurden darüber hinaus weitere Auswerteverfahren entwickelt, die auf Standardmessungen beruhen, wie z. B. die Korrelationsanalyse, die Ansätze zur Bestimmung der dominanten Quelle erlaubt.

6.3 AP 3 LEISTUNGSFÄHIGE MODELLE FÜR EINZELNE EZE UND EZA

6.3.1 ZUSAMMENFASSUNG DES FACHBERICHTS

Für die Nachbildung des Oberschwingungsverhaltens in der heutigen und zukünftigen Netzgestaltung werden Simulationen benötigt. Für die Oberschwingungssimulation sind einfache, aber auch ausreichend-genaue Modelle notwendig. Im Rahmen dieses Arbeitspaketes wurden folgende Schwerpunkte behandelt. In dieser Hinsicht hat sich AP3 auf folgende Ziele fokussiert:

- Definition der Anforderungen an EZE-Modelle,
- Erstellung eines Validierungsprozesses für OS-EZE-Modelle,
- Erstellung neuer Ansätze zur Modellierung von EZA.

Abbildung 3 stellt die Gesamtstruktur und Ziele des AP3 dar.

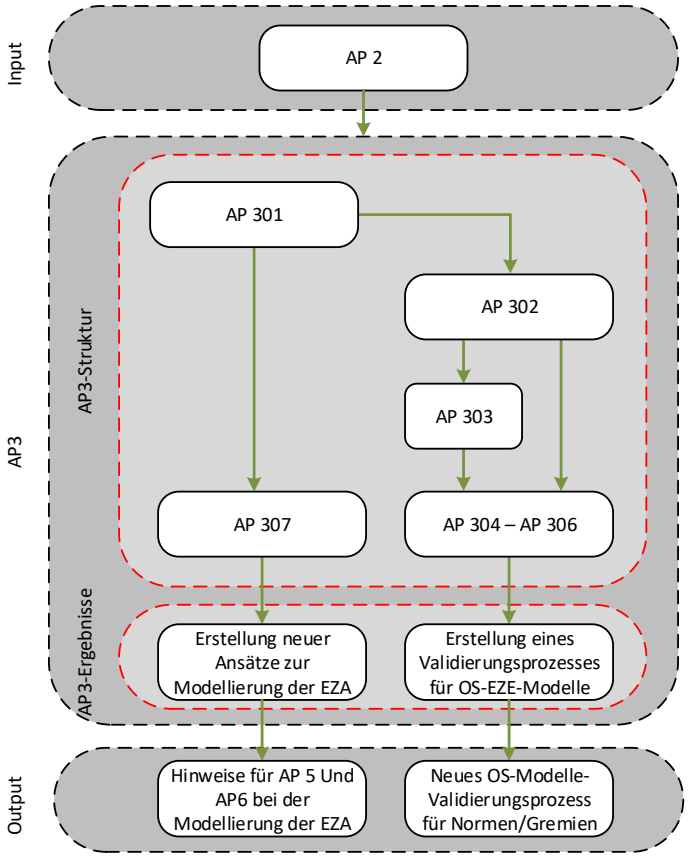


Abbildung 3 – Gesamtstruktur und Ziele des AP3

In AP301 [7] wurden zwischen den EZE-, EZA- und Netz-Modellen durch eine klare Definition abgrenzt, welche in weiteren Teilaufgaben des AP3 übernommen wurde. Des Weiteren wurden die EZE-Modelle sowohl für die Windenergie-EZE als auch für die Photovoltaik-EZE klassifizieret. Weiterhin wurde die Modellbildung sowie die Anwendung der Modelle in Frequenz- und Zeitbereich aufgezeigt. Für die Modellierung im Zeitbereich besteht keine Voraussetzung bzgl. der Linearität des Systems. Im Vergleich zur Modellierung im Frequenzbereich ist die Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeit der Betriebsmittel schwierig bzw. nicht immer möglich. Allerdings liegt der Fokus in AP3 auf Oberschwingungsmodelle im Frequenzbereich und nicht im Zeitbereich. Im Allgemeinen können Analysen im Frequenzbereich nur an linearen Systemen durchgeführt werden. Das lineare Verhalten eines Systems im Frequenzbereich setzt voraus, dass Größen bei unterschiedlichen Frequenzen voneinander unabhängig sind.

Bislang (Stand 2016) existieren in Normen keine Anforderungen explizit an Oberschwingungs-EZE-Modelle. Jedoch wird häufig bei verwendeten Ansätzen von einer bestimmten Struktur der Oberschwingungs-EZE-Modelle ausgegangen. In AP302 [8] wurden sinnvolle Anforderungen extrahiert und weitere, neue Anforderungen bzw. Empfehlungen für EZE-Modelle erstellt. Diesbezüglich wurden wesentliche Einflussgrößen auf das Oberschwingungsverhalten von EZE und die Größen, die in Ausgangsgrößen der Oberschwingungs-EZE-Modelle zu berücksichtigen sind, vorgestellt. Hierbei werden verschiedene Aspekte zusammenfassend dargestellt, die bei der Strukturierung von Oberschwingungsmodellen möglichst zu berücksichtigen sind. Dabei ist grundsätzlich zu bedenken, dass eine Modellstruktur sehr eng mit der Definition der Eingangs- und Ausgangsgrößen verknüpft ist.

In AP303 [9] wurde ein exemplarisches EZE-Modell für eine PV-Anlage erstellt. Hierbei wurden die Eigenschaften bzw. Parameter des Modells messtechnisch ermittelt, da die messtechnische Parameterbildung das Frequenzverhalten der Software- (bspw. Steuerungsalghorithmen) und Hardware- (Betriebsmittel)Komponenten erfassen kann.

AP304 bis AP306 [10] befasst sich mit der Validierung von Oberschwingungsmodellen für die EZE unter Berücksichtigung praktischer Aspekte im Zusammenhang mit Prüfstands- und Feld-Messungen. In diesem Zusammenhang wurde eine neue Methodik für die OS-EZE-Modellvalidierung entwickelt. Die Grundidee dieser Methodik ist der Vergleich des „OS-Spannung-Strom-Charakteristik“ des Modells mit vorhandenen Messdaten. Diese Idee wurde in einem genauen Validierungsprozess implementiert. Zur Berücksichtigung praktischer Aspekte im Validierungsprozess wurden Indikatoren und statistische Kennwerte definiert. Der vorgestellte Validierungsprozess berücksichtigt entsprechende Anforderungen an Messdaten, um zu prüfen, ob diese für eine Modellvalidierung geeignet sind.

Hierbei wurde die Abhängigkeit der Oberschwingungsmodelle und Messwerte vom Arbeitspunkt der Grundschwingung, sowie die Handhabung mit Leitergrößen und symmetrischen Komponenten betrachtet. Es wird darin diskutiert, dass der vorgestellte Validierungsprozess sowohl für Leitergrößen als auch für symmetrische Komponenten anwendbar ist. Der Fokus der neuen Methodik liegt auf Oberschwingungsmodelle im Frequenzbereich und nicht im Zeitbereich. Hierbei wurde durch Vernachlässigung der Kreuzkopplung zwischen Ordnungszahlen die Gültigkeit der Oberschwingungsmodelle für jede Ordnungszahl separat nachgewiesen. Dieser Validierungsprozess für ein EZE-Modell erfolgt anhand der Messdaten unter folgenden Bedingungen:

- Der Modellvalidierungsprozess ist von Modellstruktur unabhängig. Die EZE-OS-Modelle sind bei dem Modellvalidierungsprozess als Black-Box zu betrachten.
- Die Validierung eines EZE-OS-Modelles in dem Validierungsprozess ist möglichst frei von Störgrößen wie Netzvorbelastung und Netzimpedanz.

Um die Anwendbarkeit dieses Validierungsprozess nachzuweisen, wurde sie mithilfe von Modellen verschiedener Erzeugungseinheiten im Leistungsbereich von wenigen Kilowatt bis hin zu einigen Megawatt überprüft. Diese Untersuchungen wurden mithilfe von Versuchsstand- und Feldmessungen aus AP2 mit unterschiedlichen EZE-Topologien durchgeführt.

Es sollte beachtet werden, dass dieser Modellvalidierungsprozess derzeit nur auf den Amplituden der Oberschwingungen anwendbar ist. Allerdings ist geplant, in zukünftigen Untersuchungen die OS-Phasenwinkel der Oberschwingungen einzubeziehen.

Ohne ein geeignetes EZA-Modell kann der Einfluss der EZE-Emissionen am Netzanschlusspunkt nicht korrekt nachgebildet werden, auch wenn die EZE-Modelle verifiziert sind. In dieser Hinsicht hat sich AP307 [11] auf die Modellbildung der EZA aus den Modellen der EZE und der möglichen EZA-Betriebsmittel fokussiert. Zu diesem Zweck wurde der Wissensstand hinsichtlich der Modellierung möglicher in EZA befindlichen Betriebsmitteln mit dem Fokus auf den Frequenzbereich für Mit-, Gegen- und Nullkomponente zunächst zusammengeführt und dargestellt. Diesbezüglich wurden

angemessene Oberschwingungsmodelle für die Transformatoren, Kabel, Kompensationsdrossel, Kompensationskondensator und EZA-Filter vorgestellt. Demzufolge lässt sich die Erstellung eines Oberschwingungsmodells im Allgemeinen in zwei Schritte unterteilen:

- Erstellung der Modellstruktur,
- Ermittlung der Modellparameter.

In diesem Zusammenhang sei erwähnt, dass die vorhandenen Modelle der möglichen EZA-Betriebsmittel in öffentlich-zugänglichen Softwares sowie internen Berechnungstools zusammengefast sind.

Zur Nachbildung der EZA-Modelle aus den validierten EZE-Modellen, sowie der möglichen Betriebsmittel des EZA-Netzes soll zunächst Phänomene untersuchen werden, die bei der Aggregierung der Modelle zu berücksichtigen sind. Einige Phänomene wurden gemeinsam mit AP2 untersucht. Aus dieser Untersuchung ergibt sich, dass die EZE-Oberschwingungsemissionen vom EZE-Arbeitspunkt abhängig sind. In der Regel besitzen die EZEs innerhalb einer EZA zu jedem Zeitpunkt unterschiedliche Arbeitspunkte. Zur Untersuchung der Korrelation der EZE-Emissionen in einer EZA ist es wichtig, dass die verwendeten EZE-Arbeitspunkte eine Korrelation zueinander, die der Realität entspricht, aufweisen.

Die gewonnenen Erkenntnisse wurden in zwei Ansätze zur EZA-Modellierung implementiert:

- Ein detaillierter Ansatz, welche die genauen Daten der Topologie der EZA, sowie der Spezifikation der EZA-Betriebsmittel benötigt. Des Weiteren ist die Durchführung dieses Ansatzes in allen Softwares nicht möglich, da hier die frequenzabhängigen Modellparameter der EZA-Betriebsmittel notwendig sind.
- Ein vereinfachter Ansatz, welche die genannten Schwierigkeiten durch entsprechende Faktoren (Topologie-Faktor und Frequenz-Faktor) beinhaltet. Daher sind nur die Daten aus Datenblätter für die EZA-Betriebsmittel, sowie die Spezifikation der EZA-Betriebsmittel zur Durchführung dieses Ansatzes notwendig.

6.3.2 BETEILIGTE PROJEKTPARTNER

AP-Leiter	TUC
Vertretung	SGRE
Weitere Teilnehmer	ENERCON
	UL DEWI
	DNV GL
	HSU
	FGW
	ISE
	IEE
	FGH
	WGC
	SMA

6.3.3 VERGLEICH DER GESTELLTEN UND ERREICHTEN ZIELE

Ziele und Ergebnisse nach GVB	AP	Ergebnisse
Definition der Oberschwingungs-modelle zur Anwendung in weiteren Teilaufgeben des AP3	301	Es wurden zwischen den EZE-, EZA- und Netz-Modellen durch eine klare Definition in AP301 [7] abgrenzt, welche in weiteren Teilaufgaben des AP3 übernommen wurde.
Klassifizierung der EZE-Modelle	301	Die EZE-Modelle wurden sowohl für die Windenergie-EZE als auch für die Photovoltaik-EZE in AP301 [7] klassifizieret.
Beschreibung der Modellierungs-bereiche	301	Es wurde die Modellbildung sowie die Anwendung der Modelle in Frequenz- und Zeitbereich aufgezeigt.
Definition der Anforderungen an EZE-Modelle	302	In AP302 [8] wurden sinnvolle Anforderungen extrahiert und weitere, neue Anforderungen bzw. Empfehlungen für EZE-Modelle erstellt.
Bereitstellung eines EZE-Modells für eine PV-Anlage	303	Ein exemplarisches EZE-Modell wurde für eine PV-Anlage erstellt.
Erstellung von Validierungs-prozessen für EZE-Modelle	304	Ein Modellvalidierungsprozess wurde für die Amplituden der Oberschwingungen entwickelt. Um die Anwendbarkeit dieses Validierungsprozess nachzuweisen, wurde sie mithilfe von Modellen verschiedener Erzeugungseinheiten im Leistungsbereich von wenigen Kilowatt bis hin zu einigen Megawatt überprüft. Diese Untersuchungen wurden mithilfe von Versuchsstand- und Feldmessungen aus AP2 mit unterschiedlichen EZE-Topologien durchgeführt.
Definition der zulässigen Unsicherheit bei den Validierungsprozessen	305	Zur Berücksichtigung praktischer Aspekte (z.B. Unsicherheiten) im Validierungsprozess wurden Indikatoren und statistische Kennwerte definiert. Der vorgestellte Validierungsprozess berücksichtigt entsprechende Anforderungen an Messdaten, um zu prüfen, ob diese für eine Modellvalidierung geeignet sind.
Erstellung von Kriterien zur Definition der Gültigkeitsbereiche der EZE-Modelle	306	Zur Quantifizierung des Modellvalidierungs-prozesses wurde ein Indikator (Validierungs-index) vorgeschlagen. Hierbei wurde durch Vernachlässigung der Kreuzkopplung zwischen Ordnungszahlen die Gültigkeit der Oberschwingungsmodelle für jede Ordnungszahl separat nachgewiesen.

Auswertung vorhandener Ansätze zur Modellierung einer EZA	307	Es wurde der Wissensstand hinsichtlich der Modellierung möglicher in EZA befindlichen Betriebsmitteln mit dem Fokus auf den Frequenzbereich für Mit-, Gegen- und Nullkomponente zunächst zusammengeführt.
Beschreibung und Untersuchung von Schwierigkeiten bei der EZA-Modellierung	307	Zur Nachbildung der EZA-Modelle aus den validierten EZE-Modellen, sowie der möglichen Betriebsmittel des EZA-Netzes wurde Phänomene untersuchen, die bei der Aggregierung der Modelle zu berücksichtigen sind.
Entwicklung neuer Ansätze zur Modellierung einer EZA	307	Die gewonnenen Erkenntnisse wurden in zwei Ansätze zur EZA-Modellierung implementiert (Ein detaillierter Ansatz und Ein vereinfachter Ansatz).

6.4 AP 4 MESSTECHNISCHE ANALYSE DER RÜCKWIRKUNGEN AUF DAS STROMNETZ

6.4.1 ZUSAMMENFASSUNG DES FACHBERICHTS

Ziel des Arbeitspaketes (AP) 4 des Verbundprojektes NetzHarmonie ist die Erstellung einer fundierten Messdatenbasis der frequenzabhängigen Netzimpedanz sowie die Analyse der Überlagerung und Ausbreitung von Oberschwingungen. Zur Erreichung dieser Ziele waren vier Messkampagnen im AP4 vorgesehen, welche in Zusammenarbeit mit dem AP2 durchgeführt werden sollten. Im Rahmen der Messkampagnen wurden synchronisierte Oberschwingungs- und Netzimpedanzmessungen im Nieder- und Mittelspannungsnetz angestrebt.

Die während der Messkampagnen gewonnenen Messdaten wurden im Rahmen des AP4 im Hinblick auf folgende Ziele ausgewertet:

- Bestimmung von Einflussparametern des Frequenzganges der Netzimpedanz
- Analyse der Ausbreitung von Oberschwingungen innerhalb einer Spannungsebene
- Analyse der Ausbreitung von Oberschwingungen über benachbarte Spannungsebenen hinweg
- Bestimmung des Einflusses speziell von Oberschwingungserzeugern auf den Frequenzgang der Netzimpedanz und die Ausbreitung und Überlagerung von Oberschwingungen

Es folgt eine Zusammenfassung des Abschlussberichtes zum Arbeitspaket 4. Für genauere Informationen wird daher an dieser Stelle auf den AP-4-Abschlussbericht verwiesen.

AP401 - Vorbereitung der Messkampagnen

Im Rahmen der Vorbereitung der Messkampagnen wurde von Seiten der HSU die Steuerungs- und Auswertesoftware des Netzimpedanzmesscontainers an die im AP1 definierten Anforderungen, wie z.B. Datenformate, angepasst. Zudem wurde die Steuerplatine des Netzimpedanzmesscontainers überarbeitet und die Ansteuerung auf Softwareebene optimiert. In Zusammenarbeitet mit der FGH und in Absprache mit den an Messungen beteiligten Verbundpartnern wurden von der HSU die Messverfahren ausgewählt und beschrieben. Hierzu zählte unter anderem die Koordination der Messstellen und Messpartner am jeweiligen Messstandort. Die Vorbereitung der Messkampagnen bedurfte zudem die Definition eines einheitliche Zeit- und Triggersignals, um die Synchronisation der Messsysteme zu gewährleisten. Hierfür wurde die Synchronisation aller eingesetzten Messgeräte vorbereitet und koordiniert. Im Rahmen des AP402 wurde die korrekte und ausreichend genaue Funktionsweise dieser Synchronisation geprüft und im Rahmen einer Probemessung getestet. Die Netzimpedanzmesstechnik der HSU wurde im Rahmen weiterer Testmessungen an einem 10-kV-Anschlusspunkt auf dem Gelände der HSU erprobt und auf richtige Funktionsweise geprüft. In Zusammenarbeit mit der FGH und in Absprache mit allen an den Messungen beteiligten Verbundpartnern wurde ein Messablauf für die Messkampagnen entwickelt, um die Netzimpedanz- und Oberschwingungsmessungen zu für die Messkampagnen zu koordinieren.

AP402 - Erprobung des Messablaufes

Im Rahmen der Erprobung des Messablaufes wurden am 10-kV-Anschluss der HSU Langzeitmessungen über mehrere Tage mit dem Netzimpedanzmesscontainer durchgeführt. Hierbei wurde ebenfalls die später einzusetzende Oberschwingungsmesstechnik erprobt. Außerdem wurde durch die HSU in Zusammenarbeit mit der FGH ein Fernüberwachungs- und Fernsteuerungskonzept entwickelt, welches den Fernzugriff auf den Mess- und Steuerrechner des Netzimpedanzmesscontainers über ein Mobilfunknetz erlaubt. Hierdurch konnten die Netzimpedanzmessungen aus der Ferne gestartet und der reibungslose Betrieb des Netzimpedanzmesscontainers überwacht werden.

Zur Erprobung des Messablaufes fand zudem eine Testmessung an der HSU mit allen an den Messungen beteiligten Verbundpartnern statt. Hierbei wurde die Synchronisation der unterschiedlichen Messgeräte erprobt und der Zeitversatz unter den Zeitstempeln der einzelnen Messgeräte ermittelt. Hieran beteiligt waren die Verbundpartner TUC, TUD, UL DEWI, Enercon, Fraunhofer ISE, DNV GL und HSU. Es hat sich gezeigt, dass der Zeitversatz der Zeitstempel bei den verwendeten GPS-synchronisierten Geräten in der Praxis unterhalb einer Millisekunde liegt und die Zeitsynchronisation damit hinreichend genau ist.

AP403 - 4 Messkampagnen an unterschiedlichen Netzanschlusspunkten

Die Planungs- und Koordinationsphase der Messkampagnen war aufgrund von Verhandlungen über Kooperationsverträge mit Netzbetreibern deutlich zeitintensiver als ursprünglich geplant. Der Netzimpedanzmesscontainer der HSU konnte letztendlich bei 3 Freifeldmesskampagnen eingesetzt werden. Gemessen wurde hierbei in zwei Windparks (A und B) und in einem PV-Park (A). Im Rahmen der ersten Messkampagne konnte der Netzimpedanzmesscontainer zudem an zwei verschiedenen Anschlusspunkten angeschlossen werden. Zum einen direkt im Windpark und zum anderen am nahegelegenen Umspannwerk. Alle drei Messkampagnen fanden in enger Zusammenarbeit mit den Beteiligten des AP2 statt, um zeitsynchron die Emission der Erzeugungsanlagen zu vermessen. Die Tabelle 2 listet die Verbundpartner auf, die an den jeweiligen Messkampagnen und damit an den durchgeführten Oberschwingungs- und Netzimpedanzmessungen beteiligt waren.

Tabelle 2: An den Messkampagnen beteiligte Verbundpartner

Messkampagne	Beteiligte Verbundpartner
Windpark A	Enercon, TUD, UL DEWI, TUC, MOE, HSU
Windpark B	Enercon, HSU
PV-Park B	ISE, IEE, MOE, WGC, DNV GL, UL DEWI, HSU, TUC

Neben den im AP2 geplanten Oberschwingungsmessungen zu Bewertung der Oberschwingungsemissionen von Erzeugungsanlagen und Erzeugungseinheiten, waren auch im AP4 Oberschwingungsmessungen geplant. Diese dienten allerdings nicht der Charakterisierung von Oberschwingungsemissionen, sondern der Analyse der Überlagerung und der Ausbreitung von Oberschwingungen. Hierfür konnte bei einigen Messkampagnen Oberschwingungsmesstechnik im elektrischen Netz um den Messstandort herum installiert werden. Möglich war dies allerdings nur bei zwei der drei im Rahmen des AP4 durchgeführten Messkampagnen. Nicht durchgeführt wurden Netzmessungen bei der Messkampagne im Windpark B, wobei diese aufgrund der Struktur des Netzes am Netzanschlusspunktes nicht mit den anderen Standorten vergleichbar gewesen wäre. Bei den im Rahmen des AP4 durchgeführten 3 Messkampagnen mit Netzimpedanzmesscontainer, wurde die Messtechnik zur Analyse der Ausbreitung von Oberschwingungen im Mittelspannungsnetz um die vermessenen Erzeugungsanlagen installiert. Zur Analyse der Oberschwingungsausbreitung im Niederspannungsnetz wurden von der TUD zwei weitere Messkampagnen (NS-Netz A und B) durchgeführt. Einen Überblick über alle durchgeführten Messkampagnen und die dabei installierte Messtechnik zeigt Tabelle 3. Die installierte Messtechnik ist hier nach Impedanzmesstechnik und Messtechnik zur Analyse der Oberschwingungsausbreitung unterteilt.

Tabelle 3: Übersicht über die installierte Messtechnik bei allen fünf Messkampagnen

Messkampagne	Messtechnik zur Analyse der Oberschwingungsausbreitung	Impedanz-messtechnik
Windpark A	X	X
Windpark B		X
PV-Park A	X	X
NS-Netz A	X	
NS-Netz B	X	

AP404 - Analyse der Überlagerung und Ausbreitung von Oberschwingungen

Von den zwei Messkampagnen des AP4, in denen Oberschwingungsmesstechnik zur Analyse der Oberschwingungsausbreitung im Mittelspannungsnetz installiert werden konnte, hat leider nur die Messung in PV-Park A verwertbare Ergebnisse geliefert. Die Netzmessungen im Rahmen der ersten Messkampagnen konnten nicht in der erwarteten Weise ausgewertet werden, da sich im Nachhinein herausgestellt hat, dass eine weitere mittelspannungsseitige Spannungsmessung hätte realisiert werden müssen. Da die zur Verfügung stehende Messtechnik bereits restlos im Einsatz war, konnte dies nicht im Rahmen der Messkampagne realisiert werden. Im Rahmen der dritten Messkampagne konnten dagegen erfolgreich Messungen im Netz durchgeführt werden und eine Analyse der Ausbreitung der Oberschwingungen durchgeführt werden.

Zur Analyse der Überlagerung und Ausbreitung von Oberschwingungen hat die TUD zusätzlich zwei Messungen in Niederspannungsnetzen mit zentraler und dezentraler Anordnung der PV-Wechselrichter durchgeführt (NS-Netz A bzw. B). Im Rahmen dieser Messkampagnen wurden die Amplituden und Winkellagen der emittierten Oberschwingungen im Hinblick auf mögliche Kompensations- bzw. Verstärkungseffekte untersucht. Zudem wurde die Ausbreitung der stromharmonischen Emissionen innerhalb der Netze sowie die Übertragung auf die Mittelspannungsseite analysiert.

AP405 - Analyse des Einflusses der frequenzabhängigen Netzimpedanz

Im Rahmen der Analyse des Einflusses der Frequenzabhängigen Netzimpedanz wurden die folgenden drei Teilaspekte untersucht:

a. Vergleich und Auswertung der Messergebnisse in Bezug auf Messpunkte sowie Last- und Erzeugersituation
b. Einfluss von Lasten und Erzeugern auf den Frequenzgang der Netzimpedanz
c. Vergleich der zeitlichen Veränderung der Netzimpedanz zum Netzzustand

Für den Teilaspekt a wurden von der HSU in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer ISE und weiteren Projektpartnern Informationen aus der Ist-Aufnahme der Betriebsmittel sowie Informationen über die Erzeugungsanlagen und das Netz am untersuchten Netzanschlusspunkt beschafft. Diese Informationen wurden mit den gemessenen Frequenzgängen der Netzimpedanz zusammengeführt. Hierdurch konnte teilweise eine Beziehung zwischen den gemessenen Frequenzgängen der Netzimpedanz und den ermittelten Eigenschaften des Netzanschlusspunktes hergeleitet werden.

Der Teilaspekt b wurde von der HSU in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer ISE und mit Unterstützung der FGH bearbeitet. Hier wurde der Einfluss von Lasten und Erzeugern auf den Frequenzgang der Netzimpedanz untersucht. Dies wurde mit Hilfe der Zu- und Abschaltung von einzelnen Erzeugungseinheiten sowie einzelner Betriebsmittel der Erzeugungseinheiten realisiert. Für jeden so erzeugten Zustand der gesamten Erzeugungsanlage, wurde eine Netzimpedanzmessung durchgeführt. Anschließend konnte so für jede Messkampagne der

Einfluss der Erzeugungseinheiten und deren Betriebsmitteln auf den Frequenzgang der Netzimpedanz abgeleitet werden.

Für den Vergleich der zeitlichen Veränderung der Netzimpedanz zum Netzzustand (Teilaspekt c) hat die HSU die zeitliche Veränderung der Frequenzgänge über einen Zeitraum von mehreren Tagen bis Wochen analysiert und mit dem zum Netzzustand vorliegenden Informationen abgeglichen.

6.4.2 BETEILIGTE PROJEKTPARTNER

AP-Leiter	HSU
Vertretung	FGH
Weitere Teilnehmer	ABE
	DNV GL
	ISE
	IEE
	SMA
	TUD

6.4.3 VERGLEICH DER GESTELLTEN UND ERREICHTEN ZIELE

Die erzielten Ergebnisse werden im Folgenden den ursprünglichen Projektzielen tabellarisch gegenübergestellt:

Ziele und Ergebnisse nach GVB	**AP**	**Ergebnisse**
Vorbereitung des Messablaufes für die Messkampagnen und Erstellung einer detaillierten Ablaufbeschreibung	401	Für jede der im Rahmen von AP4 durchgeführten Messkampagnen wurde ein detaillierter Messablauf erstellt, der insbesondere die verschiedenen einzustellenden Anlagenzustände (Variation der Erzeugersituation) beschreibt.
Kalibrierung und Erprobung der Messtechnik	401	Im Vorhinein der Messkampagnen wurde die Netzimpedanz- und Oberschwingungsmesstechnik im Labor bzw. an einem 10-kV-Anschlusspunkt der Helmut-Schmidt-Universität erprobt.
Erprobung des Messablaufes	402	An einem 10-kV-Anschlusspunkt der Helmut-Schmidt-Universität wurde der Messablauf im Rahmen der dort zur Verfügung stehenden Möglichkeiten erprobt.
Synchrone Messung der Oberschwingungsspannungen und -ströme	402	An der Helmut-Schmidt-Universität wurde mit den Beteiligten der Arbeitspakete 2 und 4 eine Testmessung zur Erprobung der Synchronisation der Messsysteme durchgeführt. Diese hat die Geeignetheit der Systeme zur Synchronisation ergeben, da eine Zeitverschiebung unterhalb einer Millisekunde festgestellt werden konnte.

Durchführung erster Testmessungen	402	An einem 10-kV-Anschlusspunkt der Helmut-Schmidt-Universität wurden erste Testmessungen durchgeführt.
Optimierung des Messablaufes, Fehleranalyse und Abschätzung möglicher Ausfälle	402	In Zusammenarbeit mit allen Beteiligten wurde im Nachgang der Testmessungen der Messablauf für die Messkampagnen sukzessive angepasst und optimiert. Dabei wurden mögliche Fehlerquellen und Risiken durch mögliche Ausfälle reduziert.
Verifizierung und Durchführung der Messkampagnen	403	Im Rahmen von AP4 wurden 3 Messkampagnen realisiert, wobei der Netzimpedanzmesscontainer bei der ersten Messkampagnen an zwei verschiedenen Anschlusspunkten angeschlossen werden konnte.
Aufbereitung und Analyse der Messdaten	403	In Absprache mit den Beteiligten der Arbeitspakete 2 und 4 wurde die Aufbereitung, Analyse und Auswertung der Rohmessdaten ausführlich abgestimmt und hierzu ein gemeinsames Verfahren zu Oberschwingungsauswertung erarbeitet.
Erfassung der zeit- und frequenzabhängigen Netzimpedanz	403	Der Netzimpedanzmesscontainer der Helmut-Schmidt-Universität kam bei allen Messkampagnen im Rahmen von AP4 zum Einsatz: Windpark A (Messung im Windpark und Umspannwerk), Windpark B und PV-Park A.
Messung der Oberschwingungsausbreitung und Ermittlung der Oberschwingungsübertragung zwischen Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene	403	Oberschwingungsmesstechnik zur Bestimmung der Ausbreitung von Oberschwingungen im Netz wurden bei folgenden Messkampagnen im Rahmen des Projektes installiert: Windpark A, PV-Park PV-Park A, PV-Park Erlenbach, NS-Netz A und B.
Fundierte Messdatenbasis der frequenzabhängigen Netzimpedanz	403	Bei allen Messkampagnen im AP4 wurden Netzimpedanzmessungen über Zeiträume von mehreren Wochen, sowie bei verschiedenen Anlagenzuständen durchgeführt.
Ermittlung und Bewertung der Ausbreitung und Überlagerung von Oberschwingungen an unterschiedlichen Netzanschlusspunkten	404	Im Rahmen der Messkampagnen (PV-Park und B, sowie NS-Netz A und B) wurden die Ausbreitungs- und Überlagerungsmechanismen in Nieder- und Mittelspannung systematisch analysiert und erzielten erste Ergebnisse für die Quantifizierung einer realistischen Oberschwingungsausbreitung im Netz.
Bestimmung von Dämpfungs- und Verstärkungseffekten	404	Im Rahmen der Messkampagnen in NS-Netz A und B wurden Auswertungen zu Dämpfungs- und Verstärkungseffekten durchgeführt.

Bewertung der gemessenen Netzimpedanzen	405	Die Bewertung der gemessenen Frequenzgänge der Netzimpedanzen ist den Messberichten zu den entsprechenden Messkampagenen (Windpark A, Windpark B und PV-Park A), sowie im Abschlussbericht zum AP4 festgehalten.
Charakteristischer Netzimpedanzverläufe in Abhängigkeit von Last- und Erzeugersituationen	405	Konnte im Rahmen der Messkampagnen durch Zu- und Abschaltung einzelner Anlagenkomponenten, sowie durch Einstellung unterschiedlicher Arbeitspunkte der Erzeugungseinheiten- und anlagen erreicht werden.

6.5 AP 5 LEISTUNGSFÄHIGE NETZSIMULATIONEN

6.5.1 ZUSAMMENFASSUNG DES FACHBERICHTS

Der Netzanschluss dezentraler Erzeugungsanlagen (Wind, PV, etc.) sowie neuartiger Verbraucher (bspw. Ladesäulen) erfolgt in der Regel über Leistungselektronik. Durch einen weiter steigenden Anteil dieser Erzeugungs- und Abnehmertechnologien in den öffentlichen Netzen steigt somit auch die Relevanz einer zuverlässigen Bewertung der Netzrückwirkungen sowie der im System aus Netz und Kunden resultierenden Spannungsqualität. Daraus leitet sich die Notwendigkeit leistungsfähiger Netzsimulationen ab. Hierbei lassen sich zwei Bewertungsbereiche unterscheiden: die Simulation realitätsnaher Oberschwingungspegel und die Simulation der frequenzabhängigen Netzimpedanz. Bei der Simulation realitätsnaher Oberschwingungspegel werden oftmals messdatenbasierte Informationen über das Emissionsverhalten aller beteiligten Netznutzer oder auch benachbarter Spannungsebenen verwendet, um gemessene Oberschwingungspegel konkret nachzubilden. Ein klassischer Anwendungszweck der Simulation realitätsnaher Oberschwingungspegel ist die Klärung wissenschaftlicher Fragestellungen wie z.B. dem Einfluss neuer Anschlusstechnologien oder Betriebsmittel mit nichtlinearem Strom-/ Spannungsverhalten auf die Oberschwingungspegel oder die Aufteilung von Oberschwingungsgrenzwerten zwischen Spannungsebenen im Bereich der Normung. Ein weiterer Anwendungsfall in kleinen Netzbereichen ist die konkrete Nachbildung kritischer, messdatenbasierter Pegelsituationen, bspw. Netzknoten mit hohen Gesamtstörpegeln. Dabei ist das Ziel, den verantwortlichen Emittenten zu ermitteln bzw. eine wirksame Filteranlage zu entwickeln. Bei der Berechnung der frequenzabhängigen Netzimpedanz wird die Impedanz aus Sicht eines Netzknotens für alle betrachteten Frequenzen in Form eines Impedanzverlaufes ermittelt und damit die passive Komponente im System ermittelt. Aus dem Verlauf können insbesondere Gefahren durch Parallelresonanzen erkannt werden.
Die für die oben erläuterten Bewertungsbereiche notwendigen Berechnungen können grundsätzlich im Zeit- oder Frequenzbereich durchgeführt werden. Ein Vorteil von Berechnungsverfahren im Zeitbereich ist die sehr detaillierte Abbildung der Oberschwingungsquellen (bspw. Umrichtern) hinsichtlich des Schaltverhaltens einschließlich ihrer Steuerung und Regelung. Weiterhin ist es möglich nichtlineare Effekte, wie z.B. die Transformatorsättigung nachzubilden sowie Interdependenzen zwischen verschiedenen Frequenzbereichen zu berücksichtigen. Allerdings ist eine Nachbildung der Netzbetriebsmittel im Zeitbereich nur mit erhöhtem Aufwand möglich und eine detaillierte Nachbildung der Oberschwingungsquellen führt zu umfangreichen Datenerhebungen/ Messungen sowie sehr hohen Rechenzeiten. Demgegenüber können bei Berechnungen im Frequenzbereich einfache Modelle auf Basis von Kurzschluss-/ Lastfluss-Ersatzschaltbildern angewendet werden, wobei hier auf eine begrenzte Genauigkeit zu achten ist. Die Nachbildung der Frequenzabhängigkeit der Betriebsmittel ist aufgrund der einfachen Modelle gut möglich. Voraussetzung dafür ist, dass das betrachtete Zeitsignal im eingeschwungenen Zustand periodisch verläuft. So kann das Zeitsignal mittels Fourier-Transformation in Frequenzkomponenten zerlegt werden Die deutlich einfacheren Modelle sowie die Zerlegung in voneinander unabhängige Frequenzkomponenten ermöglichen geringe Rechenzeiten und somit eine gute Anwendbarkeit in ausgedehnten Netzen. Weiterhin ist die Wirkung von Filteranlagen im eingeschwungenen Zustand leicht überprüfbar. Daher hat sich die Berechnung im Frequenzbereich, die sogenannte harmonische Analyse als praxisrelevantes Berechnungsverfahren im überwiegenden Teil der Anwendungsfälle herausgestellt. Daher wird sie auch in diesem Projekt verwendet und geprüft, wie weit sie auch bei den Eigenschaften der umrichterbasierten Einspeisungen anwendbar ist.

Bei der Anwendung jeglicher Simulationsverfahren ist bekanntermaßen die Wahl der Berechnungsmodelle sowie Modellparameter sehr ergebniskritisch. Dabei ist ein Kompromiss zwischen Modellgenauigkeit und Parametrierungsaufwand einzugehen. In diesem Zusammenhang war ein Ziel des Arbeitspaketes die Machbarkeit reduzierter Oberschwingungsemissions-Modelle am Beispiel von Erzeugungsanlagen zu untersuchen.

Grundsätzlich existieren zwei Möglichkeiten eine aus mehreren EZE bestehenden EZA im Rahmen von Simulationen zu modellieren. Ein detailliertes EZA-Modell besteht aus den einzelnen EZE-Modellen sowie den Modellen weiterer Betriebsmittel innerhalb der EZA, wie z.B. Kabelstrecken und Transformatoren. Für deren Modellierung ist eine umfangreiche Datenerhebung und ein hoher Modellierungsaufwand der Einzelkomponenten erforderlich. Bei sehr ausgedehnten Netzen und einer hohen Anzahl von EZAs führt dieser Ansatz zu einer großen Komplexität des entsprechenden Simulationsnetzes. Dies wiederum bedeutet, dass die benötigte Rechenzeit für die Durchführung der Simulationen ansteigt. Zudem widerspricht ein solches Vorgehen den Zuständigkeitsbereichen, nach dem ein Netzbetreiber als demjenigen, der netzweite Simulationen durchführt, die Eigenschaften seiner Kunden mit einem möglichst einfachen Modell am Netzanschlusspunkt abbildet. Dem entspricht ein reduziertes EZA-Modell, bei dem auf die detaillierte Nachbildung der einzelnen EZEs sowie der weiteren Komponenten verzichtet wird. Stattdessen werden die Einzelkomponenten zusammengefasst (aggregiert) und deren Oberschwingungsemission mittels eines einzigen Modells nachgebildet. Dieses aggregierte Modell ist somit unabhängig von der tatsächlichen Struktur der EZA. Die Parametrierung erfolgt entweder auf Basis von Messungen der EZA im Feld oder durch die Aggregierung der EZE, sofern deren Modelle (z.B. durch Messungen im Labor) bekannt sind. Vorteile des reduzierten EZA-Modells sind dessen einfache Struktur sowie ein geringer Aufwand bei der Implementierung und Durchführung entsprechender Netzsimulationen. Nun stellt sich die Frage inwiefern die Reduzierbarkeit Einfluss auf die Modellgenauigkeit nimmt. Im Rahmen des Arbeitspaketes konnte gezeigt werden, dass – nach umfangreicher Einzelvermessung von PV-Wechselrichtern im Labor – eine nachgelagerte simulative Parallelschaltung der messdatenbasierten Wechselrichtermodelle bei der Berechnung der resultierenden Emission eine gute Übereinstimmung mit den tatsächlich gemessenen Emissionen der Parallelschaltung im Labor aufweist. Unter der Voraussetzung gleicher Arbeitspunkte der EZE wird die messtechnisch festgestellte Arbeitspunktabhängigkeit, die in den EZE-Modellen durch entsprechend davon abhängige Komponenten dargestellt wird, ebenfalls erfasst. Die Aggregation entspricht dabei der Addition der Konstantstromquellen sowie Admittanzmatrizen der Norton-Struktur für das EZE-Ersatzschaltbild. Dies gilt für PV-Anlagen, bei denen aufgrund geringerer Entfernungen die anlageninterne Kabelstrecken oft vernachlässigt werden können. In einer weiteren Untersuchung wurde ein Modellierungsansatz für ein reduziertes EZA-Modell von Windparks entwickelt. Dazu wurde ebenfalls eine umfangreiche Messdatenbasis zur Erfassung der verschiedenen Wirkungszusammenhänge bzgl. EZE-Emission, EZE-Impedanz, etc. geschaffen. Weiterhin wurde eine Datenbasis über die Kenngrößen des EZA-Netzes (Transformatortyp, Leitungstypen, Topologie) erstellt. Mithilfe einer Monte-Carlo-Simulation und beider Datenbasen können Bandbreiten für realistische Werte der Ersatzspannungsquelle sowie der Ersatzimpedanz des reduzierten EZA-Modells erstellt werden. In diesem Fall wurde eine Thévenin-Ersatzschaltbild für das reduzierte EZA-Modell ausgewählt (siehe AP3).

Ein weiteres wichtiges Ziel des Arbeitspaketes war die Modelloptimierung der Berechnungsmodelle der Simulationswerkzeuge durch den Vergleich von Messdaten und Simulationsergebnissen. Durch eine Parametersensitivitätsanalyse konnte analysiert werden, welche Parameter der jeweiligen Berechnungsmodelle einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Ergebnisgrößen (Pegel, frequenzabhängige Impedanz) besitzen. Untersucht wurden zunächst betriebsmittelspezifische Daten wie bspw. Leitungsquerschnitt bzw. Leitungstyp und auch die relativen Kurzschlussspannungen der Transformatoren. Hier stellte sich ein moderater bis niedriger Einfluss heraus. Lediglich bei Veränderung der Leitungslänge im Bereich von ± 50 % wird ein starker Einfluss auf die Ergebnisgrößen sichtbar. Dies ist durch die zunehmenden Leitungskapazitäten (C') zu begründen. Für die relative Kurzschlussspannung des Transformators ist ebenfalls ein moderater bis geringer Einfluss zu verzeichnen. Der stärkste Einfluss ist bei der Oberschwingungsemission sowie der frequenzabhängigen Impedanz der Erzeugungsanlagen selber zu verzeichnen. Bei den Impedanzen der Anlagen ist bei Veränderung der ohm'schen Anteile ein deutlicher Effekt auf die Dämpfung des Impedanzverlaufs zu erkennen. Nicht zuletzt hat die Veränderung eines Berechnungsmodells selber einen erheblichen Einfluss auf die Ergebnisgrößen. Dies zeigt sich

beim Vergleich der im Rahmen der Freifeldmessungen gemessenen frequenzabhängigen Netzimpedanz mit der simulierten Netzimpedanz des Berechnungswerkzeugs. Bei Verwendung eines einfachen Leitungsmodells auf Basis der 50-Hz-Parameter für die Leitungsparameter R‘, L‘ und C‘ ist es möglich, die erste Resonanzstelle mit einer guten Ergebnisgüte nachzubilden. Der Bereich hinter der ersten Resonanzstelle hingegen ist nicht mehr adäquat erfasst. Dazu muss die Frequenzabhängigkeit der Leitungsparameter selbst abgebildet werden, was nur mit der Berücksichtigung der genaueren Leitungsgeometrie und Eigenschaften des umgebenden Erdbodens gelingen kann. Für eine Kabelstrecke beinhaltet das auch die Erfassung des bei höheren Frequenzen zunehmenden Skin-Effekt. Beim Einsatz im Simulationswerkzeug zeigte sich wieder eine gute Übereinstimmung der ersten Resonanzstelle in Betrag und Frequenz. Weiterhin konnten auch die Resonanzstellen im höheren Frequenzbereich getroffen werden, der Verlauf des Impedanzbetrages wurde allerdings nur qualitativ erreicht. Hier zeigte sich eine scheinbar zu starke Dämpfung im Netzmodell des Simulationswerkzeugs. Unglücklicherweise lagen keine Informationen über die angeschlossenen Impedanzen der Niederspannungsebene sowie der überlagerten Hochspannungsebene vor. Ein nicht zu vernachlässigender Einfluss dieser Elemente ist sehr wahrscheinlich und bestätigt die Erkenntnisse aus der obigen Parametersensitivitätsanalyse.

Das dritte Kernziel des Arbeitspaketes adressiert eine weitere klassische Fragestellung bei der Durchführung netzweiter Simulation, nämlich die Abgrenzung des notwendigen Betrachtungsbereichs. Im Rahmen des Arbeitspaketes lag der Fokus dabei insbesondere auf dem Vergleich zwischen spannungsebenenspezifischer und -übergreifender Betrachtung. Bereits beim Vergleich von Mess- und Simulationsdaten konnte vermutet werden, dass insbesondere die unterlagerte Netzebene einen bedeutenden Einfluss auf die Dämpfung des Impedanzverlaufes haben könnte. Weiterhin können signifikant große Kapazitäten (bspw. von Kabelstrecken) ebenfalls deutlichen Einfluss auf die Resonanzfrequenzen des Impedanzverlaufs der betrachteten Spannungsebene haben. Zur Klärung dieser Fragestellung wurde im Rahmen einer ersten Teiluntersuchung in einem Referenznetz der Hochspannungsebene die unterlagerte Mittelspannungsebene vollständig modelliert. In der zu vergleichenden zweiten Teiluntersuchung wurde die unterlagerte Mittelspannungsebene durch eine Ersatzschaltung in Form eines RLC-Parallelschwingkreises nachgebildet. Die Elemente der Ersatzschaltung wurden durch die Leistungsflussdaten Wirk- und Blindleistung an der Übergabestelle zwischen Hoch- und Mittelspannung parametriert. Dies sind aus Sicht eines Netzbetreibers die Größen, die mit der höchsten Wahrscheinlichkeit verfügbar sind, so dass diese Modellierung mangels weiterer Information weit verbreitet ist. Die Simulation wird im Frequenzbereich bis 2,5 kHz durchgeführt und die Ergebnisgrößen sind resultierende Oberschwingungsspannungspegel. Die Ergebnisse weisen teilweise deutliche Unterschiede zwischen den beiden Modellierungsarten auf. Insbesondere bei den Frequenzen der ersten Parallelresonanzstelle treten bei Modellierung der unterlagerten Spannungsebene durch das eigentliche Mittelspannungsnetz um bis 20-fach höhere Oberschwingungspegel auf als bei Verwendung der RLC-Ersatzschaltung. Bei Betrachtung der aus Sicht des Hochspannungsnetzes angeschlossenen Impedanzen der unterlagerten Spannungsebenen beider Modellierungsarten fällt auf, dass die Verläufe vorwiegend im niedrigen Frequenzbereich sehr unterschiedlich sind. Die Parallelresonanzen im unteren Frequenzbereich können durch das RLC-Glied nicht abgebildet werden, da hierzu die relevanten Informationen – bspw. für die unterlagerten Kabelkapazitäten – aus den Lastflussdaten nicht hervorgehen. Eine ähnliche Untersuchung wurde in der Mittelspannungsebene durchgeführt. Hierbei wurden die resultierenden Spannungspegel verglichen, wenn die zugrundeliegende Emission der Anlagen auf die maximalen Grenzwerte der Netzanschlussrichtlinien oder aber auf messdatenbasierten Oberschwingungsmodellen basieren. Hier sind ebenfalls deutliche Unterschiede zwischen den beiden Modellierungsarten zu verzeichnen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass bei der netzweiten Simulation der frequenzabhängigen Netzimpedanz und infolgedessen auch der Oberschwingungspegel eine detaillierte Modellierung der benachbarten Netzebenen die zuverlässigsten Ergebnisaussagen liefern. Eine genaue Ermittlung der Netzimpedanz an einem Knoten, wie sie etwa zur

verbesserten Netzanschlussbewertung durch Parametrierung eines Resonanzfaktors in einer erweiterten Berechnungssystematik für die Netzanschlussbewertung wünschenswert ist, setzt daher neben der hinreichenden Erfassung des zeitvariablen Impedanzmodells für direkt angeschlossene Kunden auch entsprechend genaue Modelle der benachbarten Netze voraus. Dies ließe sich im Praxisfall am besten durch einen regelmäßigen Austausch gemessener oder simulierter Impedanzverläufe realisieren.

Zusammenfassend lassen sich folgende Kernerkenntnisse formulieren:

- Die Machbarkeit reduzierter EZA-Modelle ist grundsätzlich gegeben. Allerdings ist dazu eine umfassende Vermessung der EZE einschließlich der Erfassung aller Abhängigkeiten (Arbeitspunkt, Netzvorbelastung, etc.) notwendig, somit ist der zu treibende Aufwand nicht zu vernachlässigen
- Die Nachbildung gemessener Werte mit einem Simulationswerkzeug erfordert einen hohen Detaillierungsgrad der Eingangsdaten (Netzdaten, Leitungslängen/ -typen, Schaltzustand, etc.) sowie Berechnungsmodelle mit einer hohen Modelltiefe zur Abbildung der physikalischen Effekte im höheren Frequenzbereich (bspw. Skineffekt). Im niedrigen Frequenzbereich kann die erste Parallelresonanz in der Regel mit einer guten quantitativen Übereinstimmung berechnet werden. Im höheren Frequenzbereich gelingt möglicherweise nur eine qualitative Übereinstimmung Insbesondere die Dämpfung des nachgebildeten Impedanzverlaufs zeigt die Relevanz, unterlagerte Impedanzen (ohm'sche Verbraucher, etc.) zu berücksichtigen.
- Die netzweite Simulation der Referenznetze konnte die zweite Kernerkenntnis bestätigen. Eine möglichst exakte Modellierung der unter-/ überlagerte Spannungsebene ist insbesondere für die korrekte Abbildung der Resonanzstellen der betrachteten Netzebene wichtig. Hier sind gemessene oder simulierte Verläufe das am besten geeignete Mittel.

6.5.2 BETEILIGTE PROJEKTPARTNER

AP-Leiter	FGH
Vertretung	IEE
Weitere Teilnehmer	FGW
	HSU
	SMA
	TUC
	TUD
	ENERCON (Assoziierter Partner)

6.5.3 VERGLEICH DER GESTELLTEN UND ERREICHTEN ZIELE

Ziele und Ergebnisse nach GVB	AP	Ergebnisse
Machbarkeitsprüfung reduzierter EZA-Modelle für Verwendung in netzweiten Simulationen	501	Validierung eines reduzierten PV-EZA-Modells Entwicklung eines reduzierten EZA-Modells für Windparks in Zusammenarbeit mit AP3
Machbarkeit und Prozessbeschreibung zur Modellerstellung	501	Machbarkeit konnte bestätigt werden Prozessbeschreibung weitestgehend in AP2 und AP3, da Fokus der Arbeiten in diesen Arbeitspaketen
Definition exemplarischer Netze aufbauend auf Überlegungen zu Eigenschaften von Referenznetzen aus AP1	502	Erstellung von repräsentativen Referenznetzen der Nieder-, Mittel- und Hochspannung in Zusammenarbeit mit AP6
Definition von Untersuchungsszenarien	502	Festlegung der Netznutzung für verschiedene Last-Einspeise-Szenarien Modellierung charakteristischer Impedanzen der unterlagerte Netzebene u.a. durch EZA-Modelle
Untersuchungsprogramm für netzweite Simulationen mit charakteristischen Netzausschnitten	502	Zusammenführung der erstellten Referenznetze und der entwickelten Anlagenimpedanzen
Sammlung der Informationen zu den in AP4 gemessenen Netzen	503	Einholen aller relevanten Informationen über die vermessenen Netze
Festlegung von Netzmodellunsicherheiten und deren Bereiche für erforderliche Sensitivitätsanalysen	503	Durchführung von Parametersensitivitätsanalyse zur Ableitung relevanter Parameter für iteratives Herantasten an Messdaten
Ergebnisrelevante Modelländerungen und -parameter	503	Entwicklung und Nutzen eines den Skin-Effekt und Kabelaufbau berücksichtigenden Leitungsmodell
Vergleich der Berechnungsergebnisse mit Messergebnissen aus AP4	504	Simulation der frequenzabhängigen Netzimpedanz des Windpark-Netzes „Neddenaverbergen“ im Frequenzbereich bis 9 kHz
Bestmögliche Ausgestaltung durch entsprechende Modellgestaltung; jeweils Unterscheidung des Frequenzbereichs bis etwa 2,5 kHz und darüber bis 9 kHz	504	Bereich ≤ 2,5 kHz: Erste Resonanzstelle mit einfachen Modellen und wenig Informationen abbildbar. Bereich hinter der 1. Resonanzstelle erfordert Netzmodell und detailliertes Leitungsmodell Bereich >2,5 kHz: erfordert unbedingt detailliertes Leitungsmodell sowie zusätzliche Informationen über unterlagerte Netzebene

Erreichbare Ergebnisgenauigkeiten von Berechnungen im Vergleich zu Messungen	504	Bis zur 1. Resonanzstelle quantitativ gute Übereinstimmung zu Messdaten; nach 1. Resonanzstelle qualitative Übereinstimmung zum gemessenen Impedanzverlauf derart, dass Lage von Resonanzen erkennbar ist
Vergleich zwischen spannungsebenenspezifischer und -übergreifender Betrachtung	505	Austausch simulierter Impedanz-/ Emissionsverläufe führt zu bestem Ergebnis; Ersatzschaltungen vernachlässigen insbesondere Resonanzen der benachbarten Spannungsebenen
Bewertung der Anwendbarkeit der in AP501 abgeleiteten EZA-Modelle bei netzweiter Simulation	505	Anwendung der EZA-Modelle durch netzweite Simulation bestätigt

6.6 AP 6 ENTWICKLUNG NEUER BEWERTUNGSVERFAHREN

6.6.1 ZUSAMMENFASSUNG DES FACHBERICHTS

Die Verbesserung der bestehenden Bewertungsverfahren hinsichtlich ihrer Zukunftsfähigkeit beim nachhaltigen Ausbau der Netze mit dezentraler Erzeugung ist eines der Kernziele des Forschungsvorhabens und lag im Fokus von AP6. Hierzu erfolgte eine umfassende Zusammenstellung aktuell angewendeter Normen und Richtlinien (AP601), welche die Grundlage bildet für eine Identifikation möglicher Schwächen und Einsatzgrenzen bestehender Verfahren. Der systematische Vergleich ermöglichte die Quantifizierung der Unterschiede (AP602) zwischen den Verfahren hinsichtlich der Grenzwertberechnungen und Bewertungsschemata. Basierend auf den Ergebnissen der qualitativen und quantitativen Vergleiche wurden diverse Probleme bzw. Schwachstellen identifiziert für deren Lösung verschiedene Verbesserungsansätze erarbeitet wurden (AP603). Im Rahmen von AP604 wurden detaillierte Simulationsszenarien entwickelt und implementiert, um die Verbesserungsansätze für die optimierten Verfahren zu analysieren und zu verifizieren. Nach Durchführung und Analyse der Simulationsrechnungen (AP605) wurden Vorschläge zur Modifikation bzw. Verbesserung der bestehenden nationalen Bewertungsverfahren erarbeitet und in entsprechende Gremien auf nationaler und europäischer Ebene eingebracht.

Die Arbeiten zur Verbesserungen bestehender Bewertungsverfahren wurden entsprechend den Spannungsebenen aufgeteilt und federführend durch die folgenden Projektpartner bearbeitet:

- Niederspannung (NS): TUD
- Mittelspannung (MS): TUC, WGC
- Hochspannung (HS): FGH

AP601 – Übersicht relevanter Normen und Richtlinien

Die Suche nach Normen und Richtlinien mit Angaben zur Berechnung von harmonischen Emissionsgrenzwerten ist auf nationaler, europäischer und internationaler Ebene in insgesamt mehr als 70 Ländern durchgeführt worden. Schließlich wurden Dokumente für 46 Regelwerke zusammengetragen. Die Regelwerke wurden in die Kategorien: Angabe Stromgrenzwerte, Angabe von Spannungsgrenzwerten und keine Angabe von Grenzwerten eingeteilt. Es wurden 18 Berechnungsverfahren (Stand 2016) identifiziert, welche anlagenspezifische Stromgrenzwerte für Leistungen > 50 kVA beinhalten. Die Verfahren wurden im Rahmen einer qualitativen Analyse charakterisiert und hinsichtlich allgemeiner Eigenschaften (u.a. Spannungsebene, Anlagentyp), methodenbezogener Eigenschaften (u.a. Frequenzbereich, Anzahl der Eingangsparameter) und netzbezogener Eigenschaften (u.a. Netzimpedanz, Netztopologie) untersucht. Für die 18 Verfahren wurden die Berechnungsvorschriften inklusive Anwendungsbereichen, Randbedingungen und Anwendungsbeispielen einheitlich aufbereitet.

Die Ergebnisse des qualitativen Vergleichs wurden in [12] veröffentlicht und zeigen, dass signifikante Unterschiede zwischen den Verfahren bestehen, insbesondere bei der Berücksichtigung der Netzimpedanz, der Gleich- bzw. Ungleichbehandlung verschiedener Anlagentypen sowie der Aufteilung der zulässigen Störpegel (anschlusspunktbezogen oder netzweit koordiniert).

AP602 - Quantitativer Vergleich bestehender Bewertungsverfahren

Der quantitative Vergleich bestehender Verfahren erfolgte auf Basis von probabilistischen Simulationen für einen anlagenbezogenen und einen netzbezogenen Ansatz. Mit Hilfe des anlagenbezogenen Ansatzes wurde der Vergleich von anlagenspezifischen Stromemissionsgrenzwerten zwischen den Verfahren durchgeführt. Für die Berechnung der Grenzwerte wurden zufällige Werte für die notwendigen Eingangsgrößen (z.B. Anlagenleistung der zu installierenden Anlage oder Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt)

aus repräsentativen Wertebereichen gezogen. Die Wertebereiche der Eingangsgrößen wurden in Abstimmung mit Netzbetreibern (u.a. e.dis, Netze BW) für typische ländliche und städtische Netze definiert. Für den netzbezogenen Ansatz wurden Referenznetze erstellt und erste vereinfachte Netzsimulationen durchgeführt, um u.a. die resultierenden Spannungsverzerrungen bzw. die Ausnutzung der zulässigen Störeinträge zu bewerten. Die Methodik sowie die Ergebnisse für den anlagenbezogenen Vergleich der Ergebnisse wurden in [13] veröffentlicht. Die erstellten Referenznetze zusammen mit den technischen Parametern der Betriebsmittel sowie die typischen Wertebereichen für die Eingangsgrößen wurden in [14] veröffentlicht.

Die Auswertung der anlagenspezifischen Stromgrenzwerte (anlagenbezogener Ansatz) und der resultierenden Spannungsverzerrungen (netzbezogener Ansatz) zeigten, dass sich für den quantitativen Vergleich teils deutliche Unterschiede zwischen den untersuchten Normen und Richtlinien ergeben. Hierzu zählen u.a., dass Erzeugeranlagen gegenüber Abnehmeranlagen tendenziell strenger bewertet werden und dass teilweise deutliche Überschreitungen des zulässigen Störeintrages insbesondere für Harmonische höherer Ordnung auftreten können. Zudem wirken sich eine strenge Bewertung bzw. niedrige stromharmonische Grenzwerte günstig auf die resultierenden Spannungsverzerrungen aus.

AP603 - Systematische Beurteilung der bestehenden Bewertungsverfahren

Der quantitative Vergleich international relevanter Normen und Richtlinien hat gezeigt, dass die berechneten Oberschwingungsgrenzwerte für Kundenanlagen stark streuen. Die für Deutschland mit Stand 2016 relevanten Verfahren (für Erzeugungsanlagen: VDE-AR-N 4105, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie und VDE-AR-N 4120) liegen hierbei vergleichsweise zentral und weisen weder besonders hohe noch besonders niedrige Grenzwerte auf. Zusätzlich wurden wichtige Einflussfaktoren auf die resultierenden Spannungsverzerrungen identifiziert: die Gleichzeitigkeit und -phasigkeit der Emissionen (z.B. Worst-Case-Annahme mit $g = 1$), vereinfachte Annahme zur Netzimpedanz (keine Berücksichtigung von Resonanzen), Dämpfung innerhalb der Netzebene (Einfluss anderer Kundenanlagen) und der Transfer zwischen den Netzebenen (Einfluss der Transformatorschaltgruppe), die für eine künftige Weiterentwicklung der Berechnungsgleichungen zu berücksichtigen sind. Basierend auf den Ergebnissen des qualitativen und quantitativen Vergleichs und den identifizierten Inkonsistenzen bzw. Schwachstellen wurden folgende Vorschläge zur Verbesserung der bestehenden Verfahren abgeleitet:

- Gleichbehandlung der verschiedenen Typen von Kundenanlagen (Erzeuger, Abnehmer und Speicher)
- Berücksichtigung reduzierter Gleichzeitigkeiten
- Berücksichtigung realistischer Gleichphasigkeiten (Summationsexponent)
- Individuelle Berücksichtigung der frequenzabhängigen Netzimpedanz (z.B. von Resonanzen)
- Überarbeitung der Aufteilung/Koordination des Verträglichkeitspegels zwischen allen Spannungsebenen zur realistischeren Berücksichtigung von Dämpfung/Transfer innerhalb bzw. zwischen den Netzebenen
- Überarbeitete Methodik zur Aufteilung des zulässigen Gesamtstörpegels einer Netzebene zwischen den Kundenanlagen unter Berücksichtigung der verschiedenen Typen (Erzeuger, Abnehmer, Speicher)
- Kompromiss zwischen Komplexität und Realitätsnähe

AP604 - Entwicklung detaillierter Simulationsszenarien

Die in AP603 erarbeiteten Verbesserungsvorschläge wurden in verbesserten Gleichungen zur Berechnung der Emissionsgrenzwerte für eine Kundenanlage für die unterschiedlichen Netzebenen umgesetzt und in die Simulationsumgebungen implementiert. Für die Niederspannungsebene wurde beispielsweise auf Basis der grundsätzlichen Methodik nach D-

A-CH-CZ (Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen) eine erweiterte Berechnungsgleichung entwickelt, welche eine erheblich höhere Flexibilität bei gleichzeitig einfacher Anwendung erlaubt. Es werden u.a. die Gleichbehandlung unabhängig vom Anlagentyp sowie die Abdeckung eines möglichst breiten Frequenzbereichs bis 9 kHz realisiert. Die Aufteilung des zulässigen Gesamtstörpegels erfolgt durch die Definition von Ausnutzungsfaktoren für Abnehmer, Erzeuger und Speicher. Durch die Einführung weiterer Parameter kann individuellen Besonderheiten, u.a. unterschiedlichen X/R-Verhältnissen am Anschlusspunkt, Rechnung getragen werden. Die Einführung eines Resonanzfaktors ermöglicht die Berücksichtigung von Resonanzen im Impedanzverlauf für den jeweils betrachteten Anschlusspunkt. Für die Mittel- und Hochspannung wurden, ähnlich wie für die Niederspannung, verbesserte Gleichungen entwickelt, um die identifizierten Verbesserungsvorschläge aus AP603 umzusetzen.

Für die Entwicklung detaillierter Simulationsszenarien wurden die in AP602 entwickelten Referenznetze verwendet und die Modellierung der Kundenanlagen (Abnehmer und Erzeuger) durch Anlagenimpedanzen erweitert, um realistischere Dämpfungseffekte innerhalb der jeweiligen Netzebenen abzubilden. Es wurden drei Szenarien für unterschiedliche Ausbaustufen der Netze (nur Erzeuger-, nur Abnehmer- und Kombination aus Erzeuger- und Abnehmeranlagen) definiert und simuliert.

AP605 – Analyse der Simulationsszenarien und Ableitung von Empfehlungen

Die Auswertung der Simulationsszenarien hat gezeigt, dass die Anwendung der verbesserten Berechnungsverfahren zu einer besseren Ausnutzung der zulässigen Störpegel im Vergleich zu den bestehenden Verfahren führt ohne dabei die Aufnahmekapazität des Netzes für Kundenanlagen zu reduzieren. Die Erweiterung durch die neu definierten Parameter ermöglicht es, Besonderheiten konkreter Anschlusspunkte (z.B. mögliche Resonanzstellen oder niedrige X/R-Verhältnisse) individuell zu berücksichtigen. Mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse wurden jene Parameter in der Berechnungsgleichung bestimmt, die einen signifikanten Einfluss auf die berechneten Stromemissionsgrenzwerte haben. Insbesondere die Parameter, welche die Gleichphasig- und Gleichzeitigkeit abbilden (Summationsexponent und Gleichzeitigkeitsfaktor) weisen besonders hohe Sensitivitäten auf und wurden bei den Empfehlungen zur Anpassung der bestehenden Verfahren entsprechend berücksichtigt. Die endgültigen Vorschläge zur Anpassung bzw. Erweiterung bestehender Berechnungsverfahren stellt sicher, dass die Anwendung trotz erhöhter Flexibilität nicht komplizierter wird und dessen Praxistauglichkeit garantiert ist. Dazu trägt maßgeblich die Spezifikation sachgerechter Standardwerte bei, welche bei fehlenden Kenntnissen der entsprechenden Parameter eine Rückführung auf ein besonders einfaches Berechnungsverfahren ermöglicht, dass nur die Vorgabe von Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt und vereinbarter Leistung der Kundenanlage erfordert.

AP606 - Publikation und Vorstellung der Ergebnisse

Im Rahmen eines Abschluss-Workshops (Berlin, 09/2018) wurden die Forschungsergebnisse einem breiten Fachpublikum berichtet. Die Folien der Vorträge sowie die Kernaussagen wurden den Teilnehmern des Workshops zur Verfügung gestellt. Die Teilergebnisse aus der Überarbeitung der Verfahren wurden in vier Beiträgen zu verschiedenen Fachtagungen veröffentlicht und präsentiert bzw. sind zur Veröffentlichung eingereicht [12], [13], [14], [15]. Die endgültigen Vorschläge zur Anpassung bzw. Erweiterung bestehender Berechnungsverfahren wurden in mehreren Seminaren in Deutschland und der Schweiz (u.a. PQ-Vertiefungsseminar, Mannheim, 02/2018; VSE Fachtagung Versorgungsqualität, Aarau, 11/2018) vorgestellt und mit den Teilnehmern diskutiert. Außerdem flossen und fließen die Ergebnisse als fundierte Grundlage in die Arbeit nationaler und internationaler Gremien zur Erstellung entsprechender Normen und Richtlinien (u.a. VDE AR-N 4100, VDE AR-N 4110 und 3. Ausgabe der D-A-CH-CZ Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen) ein. Die

Ergebnisse werden darüber hinaus in die aktuellen Aktivitäten der CIGRE/CIRED Arbeitsgruppe C4.40 eingebracht. Die Arbeitsgruppe überarbeitet derzeit die entsprechenden IEC Berichte (IEC TR 61000-3-6, -14), u.a. hinsichtlich der Bestimmung von Emissionsgrenzwerten für Kundenanlagen, als Vorbereitung für IEC SC77A WG8.

6.6.2 BETEILIGTE PROJEKTPARTNER

AP-Leiter	TUD
Vertretung	WGC
Weitere Teilnehmer	TUC
	FGH
	ISE
	FGW
	ENERCON
	IEE
	M.O.E
	DNVGL
	UL DEWI
	SMA
	e.dis
	Netze BW

6.6.3 VERGLEICH DER GESTELLTEN UND ERREICHTEN ZIELE

Ziele und Ergebnisse nach GVB	**AP**	**Ergebnisse**
Übersicht nationaler und internationaler Normen und Regelwerke zur Beurteilung der Oberschwingungsemission von Erzeugungs- und Abnehmeranlagen	601	Die Normenübersicht enthält insgesamt 46 Regelwerke auf nationaler, europäischer und internationaler Ebene, die u.a. in die Kategorien: Angabe anlagenspezifischer Stromgrenzwerte, Spannungsgrenzwerte oder keiner Grenzwerte eingeteilt wurden.
Systematische Aufbereitung der Algorithmen und Eingabeparameter von relevanten Normen und Regelwerken	601	Es wurden insgesamt 18 relevante Verfahren identifiziert, die Berechnungsverfahren anlagenspezifischer Stromgrenzwerte für Leistungen > 50 kVA beinhalten. Die Verfahren wurden in einem qualitativen Vergleich hinsichtlich der relevanten Eingabeparameter sowie Berechnungsansätze analysiert.

Vergleich der bestehenden Verfahren hinsichtlich der Grenzwertberechnung und Bewertungsschemata und umfassende Quantifizierung der Unterschiede	602	Die qualitativen Unterschiede der Verfahren wurden im Rahmen einer anlagenbezogenen und einer netzbezogenen Simulation quantifiziert. Für die anlagenbezogene Simulation wurde ein probabilistischer Ansatz gewählt, welcher den Vergleich zulässiger Grenzwerte einzelner Kundenanlagen ermöglicht. Für den netzbezogenen Ansatz wurden Referenznetze definierte und erste vereinfachte Netzsimulationen durchgeführt, welche u.a. den Vergleich von Aufnahmekapazitäten der Netze für Kundenanlagen ermöglicht.
Identifikation von Schwachstellen und Widersprüchen in den Bewertungsverfahren sowie Benennung und Spezifikation von Verbesserungsansätzen für die bestehenden nationalen Verfahren	603	Basierend auf den qualitativen und quantitativen Unterschieden der Verfahren wurden Ansätze zur Verbesserung der bestehenden nationalen Verfahren erarbeitet. In Abhängigkeit der Spannungsebenen (NS, MS und HS) wurden konkrete Gleichungen vorgeschlagen und neue Parameter definiert, welche den Verbesserungsansätzen Rechnung tragen.
Entwicklung und Implementierung detaillierter Simulationsszenarien hinsichtlich Netz und Erzeugung für die systematische Analyse und Verifikation der optimierten Bewertungsverfahren	604	Im Rahmen der detaillierten Netzsimulation wurden u.a. die Kundenanlagen um Anlagenimpedanzen erweitert sowie die optimierten Verfahren implementiert. Es wurden Simulationsszenarien für verschiedene Ausbaugrade der Referenznetze (z.B. 100 % Erzeugungsanlagen) definiert und simuliert.
Durchführung der Simulationsszenarien und Ableitung von Vorschlägen zur Weiterentwicklung bzw. Verbesserung der nationalen Bewertungsverfahren	605	Die Auswertung der Netzsimulationen hat gezeigt, dass die Anwendung der optimierten Verfahren zu einer besseren Ausnutzung der zulässigen Störeinträge im Vergleich zu den bestehenden Verfahren führen. Die endgültige Spezifikation der Verbesserungsvorschläge zur Anpassung der nationalen Verfahren stellt sicher, dass die Anwendung der Verfahren sich nicht verkompliziert und deren Praxistauglichkeit garantiert wird.

Umfassende nationale und internationale Veröffentlichung der Ergebnisse bei allen Interessengruppen	606	Die Teilergebnisse des qualitativen und quantitativen Vergleichs der Verfahren (AP601 und AP602) wurden in [12] und [13] veröffentlicht. Die definierten Referenznetze wurden zusammen mit den typischen Wertebereichen sowie den technischen Parametern in [14] veröffentlicht. Die Kernaussagen des Projektes wurden im Rahmen eines Abschluss-Workshops vorgestellt und werden in einem internationalen Konferenzbeitrag in [15]veröffentlicht. Die Vorschläge zur Überarbeitung der Verfahren wurden in verschieden Seminaren zum Thema Power Quality vorgestellt und werden in national und international in die Gremien zur Erstellung entsprechender Normen und Richtlinien eingebracht.

6.7 AP 7 MACHBARKEITSSTUDIE ZUR AKTIVEN OBERSCHWINGUNGSBEEINFLUSSUNG

6.7.1 ZUSAMMENFASSUNG DES MEILENSTEINBERICHTS

Ziel des Arbeitspaketes war es konkret abzuschätzen, ob Einspeisewechselrichter gezielt zur Kompensation von Oberschwingungen eingesetzt werden können, bzw. ob eine aktive Beteiligung an der Erhaltung der Spannungsqualität möglich und sinnvoll ist. Die Oberschwingungen sollten dezentral durch Einspeisewechselrichter kompensiert bzw. bereitgestellt werden, was völlig neue Regelkonzepte erforderte. Einen Paradigmenwechsel von der (Oberschwingungs-)Last hin zu einer netzstützenden Erzeugungseinheit wurde bei einem Prototyp vollzogen.

Die Auswirkung nicht linearer Lasten auf die Oberschwingungspegel, sowie die Kompensationsmöglichkeiten durch die Einspeisewechselrichter wurden mit der entwickelten Hardware Plattform systematisch untersucht.

AP701 – Analyse der Randbedingungen zur simulativen Untersuchung

Innerhalb des AP701 wurden eine Recherche zu verschiedenen typischen Netzimpedanzen und nicht-lineare Lasten durchgeführt. Für die Entwicklung des Einspeisewechselrichters und der Vermessung in einer Testumgebung wurden Netzimpedanzen von 0,016 bis 0,1 Ω (27° bis 75°) berücksichtigt. Es wurde das Oberschwingungsspektrum von typischen nicht-linearen Lasten wie z.B. Vollweggleichrichter mit ohmscher Last und Glättungskondensator untersucht und für die Wechselrichter-Simulation ein Modell erstellt. Das Verhalten von Netzwechselrichter wurde kategorisiert:

Netzspeisend: Der Wechselrichter speist in das Verbundnetz und verhält sich als ideale Stromquelle. Das Regelziel ist ein sinusförmiger Strom. Der Stromsollwert wird aus einer Wirk- und Blindleistungsregelung abgeleitet.

Netzstützend: Der Wechselrichter speist in das Verbundnetz und verhält sich als ideale Stromquelle. Zusätzlich zur PQ-Regelung werden zusätzliche Funktionen implementiert wie z.B. eine Q(U) und P(f)-Regelung. Darüber hinaus gibt es die Forderung im Fehlerfall (Netzspannungseinbruch) am Netz zu verbleiben und das Netz mit einem kapazitiven Blindstrom zu stützen.

Netzbildend: Der Wechselrichter versorgt ein Inselnetz. Der Wechselrichter bildet die Netzspannung und -frequenz. Dazu verhält sich der Wechselrichter wie eine ideale Spannungsquelle.

Netzerhaltend: Der Wechselrichter speist in das Verbundnetz oder versorgt ein Inselnetz. Hierzu verhält sich der Wechselrichter wie eine nicht-ideale Spannungsquelle. Für die Synchronisation mit dem Verbundnetz oder anderen Inselnetz-Wechselrichtern wird eine Statik-Regelung (droop-control) eingesetzt.

Diese Einteilung ist für die in AP703 durchgeführten Simulationen relevant.

AP702 – Messungen am realen Netz (Voruntersuchungen)

Zu Charakterisierung der Impedanz an realen Netzen wurde einerseits auf Bestandsmessdaten am Fraunhofer ISE zurückgegriffen, andererseits im Austausch mit dem Partner M.O.E Messdaten aus Feldmessungen für den Aufbau der Simulationen herangezogen.

AP703 – Simulation und Regelungsentwicklung

Innerhalb des AP703 wurde zum einen ein AC-Spannungsregler mit Strombegrenzung und virtueller Impedanz entwickelt. Der Spannungsregler ist in der Lage netzstützend am Verbundnetz sowie Inselnetz betrieben zu werden. Durch die virtuelle Ausgangsimpedanz lässt sich die Ausgangscharakteristik des Wechselrichters anpassen. Verschiedene

Simulationen zeigen das sehr gute Verhalten und die Stabilität des AC-Spannungsreglers. Auch die netzstützenden und OS-kompensierenden Eigenschaften des Reglers konnten nachgewiesen werden. Zusätzlich zu den Simulationen des AC-Spannungsreglers wurde die Ausgangs-Impedanz des Wechselrichters mit Regelung simuliert. Es ist zu erkennen, dass sich die Impedanz des Wechselrichters durch die Parametrierung der virtuellen Impedanz im Frequenzbereich bis ca. 1 kHz sehr gut verändern lässt. Im Frequenzbereich 1 kHz – 20 kHz wirkt die LC-Filter-Impedanz.

AP704 – Berechnung/Ableitung aus der Simulation

Die Ergebnisse aus der Simulation wurden für weitere Berechnungen und eine geeignete Regler-Auslegung verwendet. Erkenntnisse aus der Simulation, insbesondere der Einfluss der virtuellen Impedanz wurden für die Parametrierung des Reglers verwendet.

AP705 – Adaption einer Wechselrichter-Hardware zur OS-Kompensation

Der AC-Spannungsregler zur Oberschwingungskompensation wurde auf eine Wechselrichter-Hardwareplattform implementiert. Änderungen die spezifisch für das Projekt Netzharmonie erforderlich waren wurden durchgeführt. Für die leistungsunsymmetrische Einspeisung (3-phasiger Betrieb) aufgrund der OS-Kompensation muss der Zwischenkreis überdimensioniert werden. Die Annahme einer konstanten Momentan-Leistung trifft nur bei symmetrischen Spannungen und Strömen zu. Für eine hochdynamische Regelung der Spannung ist eine hochauflösende Messwerteerfassung mit möglichst geringer Verzögerung notwendig. Die Komplexität der Software (Regelungstechnik) eines netzerhaltenden Wechselrichters steigt aufgrund zusätzlicher Regler. Für die Synchronisation mit einem vorhandenen Netz und die kommunikationslose Aufteilung der Wirk- und Blindleistung wird eine sogenannte Statik-Regelung (droop-control) benötigt. Unterlagert ist ein hochdynamischer Spannungsregler notwendig, welcher die sinusförmige Spannung einregelt. Als Entkopplung und Entlastung der Statik-Regelung wird der Spannungsregler um eine virtuelle Impedanz ergänzt. Für die Strombegrenzung während der Synchronisation oder bei Sollwertsprüngen ist ein ablösender Strombegrenzungsregler notwendig. Dieser muss bei Erreichen des maximal zulässigen Stromes den Wechselrichterstrom begrenzen konstant halten. Insgesamt kann festgestellt werden, dass das Zusammenspiel der einzelnen Regler sowie die Übergänge zwischen Spannungs- und Stromregelung eine hohe Anforderung an die Regelungstechnik und Implementierung stellen.

AP706 – Messungen am realen (Labor-)Netz zur Validierung

Innerhalb des AP706 wurde am ISE eine Testumgebung für Wechselrichter mit aktiver Oberschwingungskompensation aufgebaut. Die Testumgebung besteht aus einer idealen AC-Spannungsquelle, einer Netzimpedanz-Nachbildung, verschiedenen Lasten und dem Wechselrichter mit OS-Kompensation. Ein Leistungsmessgerät misst den Oberschwingungsanteil des Wechselrichterstromes, der Lasten sowie des Netzstromes. Für die Charakterisierung der Ausgangsimpedanz des Wechselrichters wurde der Netzsimulator genutzt (Spektroskopie). Im Rahmen der Labormessungen wurden einerseits unterschiedliche Regelstrategien getestet und auch ein Vergleich mit alternativen Lösungen (Ansatz zu statischer Kompensation von FH-Kiel und Inselwechselrichter von SMA) durchgeführt. Die Ergebnisse wurden in [16] veröffentlicht.

AP707 – Analyse der Messdaten und Entwicklung von Bewertungsverfahren

Anhand der Messdaten aus der Impedanzspektroskopie lässt sich bereits eine Aussage zum Oberschwingungsverhalten des Wechselrichters machen. So ist klar zu erkennen, dass die zu emulierende Impedanz im Bereich der niederfrequenten Harmonischen (1.-20. Harmonische) sehr gut nachgebildet wird. Das gemessene Impedanzspektrum des Wechselrichters mit Spannungsregelung gibt eine „emulierte“ Impedanz von R = 0,05 Ω und X_L = 2*pi*3*50*1,5 mH = 1,41 Ω (|Z| = 1,414 Ω /87°) an.

Die Messung mit der nicht-linearen Last zeigt eine Stromaufteilung zwischen EZE und Netz. Es ist zu erkennen, dass der Wechselrichter einen erheblichen Anteil des OS-Stromes der Nicht-linearen Last übernimmt. Der Anteil entspricht der Wechselrichterausgangsimpedanz im Verhältnis zur Netzimpedanz. An dieser Stelle muss jedoch die Phasenlage mit betrachtet werden, welche eine direkte Summation der einzelnen Ströme nicht zulässt.

Mit steigender Frequenz (Ordnung der Oberschwingung) wirkt sich die induktive Quellenimpedanz des Wechselrichters aus und der kompensierende Strom aus dem Wechselrichter wird im Vergleich zum Netzstrom kleiner. Eine kompensierende Wirkung kann daher nur bei den unteren Ordnungen der Oberschwingungen nachgewiesen werden.

Die kompensierende Wirkung hängt stark von der angenommenen Netzimpedanz ab. Die hier verwendete Netzimpedanz von R=1 Ω ist relativ hoch, veranschaulicht jedoch die Wirkung des Spannungsregelansatzes sehr gut.

Um eine generelle Aussage über ein wünschenswertes Quellverhalten treffen zu können wurden verschiedene Quellenverhalten simulativ untersucht und die resultierenden Spannungen und Ströme zusammen mit den Messdaten analysiert.

Mit der Perspektive eines Umrichter-dominierten Netzes ist es notwendig, das EZE sich nicht nur neutral verhalten (möglichst geringe Oberschwingungsströme), sondern dass sich EZE aktiv an die Erhaltung der Spannungsqualität beteiligen. Um dies zu gewährleisten ist es ratsam von der alleinigen Bewertung der Oberschwingungsströme Abschied zu nehmen und stattdessen die Bewertung der Quelleneigenschaften einzuführen. Bei einer regelungstechnischen Umsetzung mit internen Spannungsquellen und Serienimpedanz (sei sie real oder virtuell im Regler implementiert), können zwei Maßstäbe definiert werden:

- Das Spannungsquellenverhalten bzw. die interne frequenzabhängige Spannungsquellen der EZE. Hierfür können z.B. frequenzabhängige Spannungsgrenzwerte definiert werden.

- Die Serienimpedanz der EZE (real oder durch den Regler emuliert), die als Maß für die Güte der Spannungsqualitätserhaltung gilt. Um eine unabhängige Größe (EZE-Leistung) zu erhalten kann die Impedanz auf die EZE-Leistung bezogen werden. Die Impedanz sollte mit Amplitude und Phase bekannt sein, um Resonanzen mit dem Netz vorzubeugen.

AP708 – Zusammenführung der Ergebnisse

Die wichtigsten Ergebnisse wurden in einem Fachbericht bzw. Meilensteinbericht zusammengeführt und Im Rahmen des Abschluss-Workshops (Berlin, 09/2018) einem breiten Fachpublikum vorgestellt. Über das Demonstrationsvorhaben hinaus stellt sich die Frage der Skalierbarkeit, also die Umsetzung auf eine größere Anzahl von EZE der im Projekt Netzharmonie demonstrierten Ansätze.

6.7.2 BETEILIGTE PROJEKTPARTNER

AP-Leiter	ISE
Vertretung	M.O.E.
Weitere Teilnehmer	FGW
	SMA

Der Partner ISE leitete die Entwicklung des neuen Demonstrators. Der Partner M.O.E unterstützte die Vorbereitung und Durchführung der Messung am ISE und beteiligte sich an der Auswertung der Messdaten. Der Partner FGW unterstützte die Organisatorische

Koordination. Der Partner SMA beteiligte sich am Konzeptaufbau für die Laborunterschungen und kommentierte die Ergebnisse und deren Umsetzbarkeit aus Herstellersicht.

6.7.3 VERGLEICH DER GESTELLTEN UND ERREICHTEN ZIELE

Ziele und Ergebnisse nach GVB	AP	Ergebnisse
Definition der zu simulierenden Szenarien, der Leistungsklasse der Erzeuger und Verbraucher und Festlegung des abgedeckten Frequenzbereichs.	701	Recherche zu typische Netzimpedanzen und nicht-lineare Lasten wurde durchgeführt (siehe Zwischenbericht 1. Halbjahr 2016). Modelle für Erzeuger und Lasten sowie Frequenzbereich zur Betrachtung wurden festgelegt.
Daten für eine realitätsnahe Nachbildung eines Niederspannungsreferenznetzes und für die Simulation von Wechselrichterregelungen	702	Auf Basis von Bestandsmessdaten des ISE und Informationen aus Feldmessdaten des Partners M.O.E konnten realitätsnahe Impedanz-Werte für die Nachbildung der Netzimpedanz festgelegt werden.
Analyse und ein Vergleich der vorgesehenen Regelungskonzepte sowie fortgeschrittene und detaillierte Simulationen der Regelungsalgorithmen für die Implementierung auf einer Hardwareplattform	703	Das Konzept der Spannungsregelung mit zusätzlicher virtueller Impedanz wurde in der Simulationsumgebung (MATLAB/Simulink) implementiert und mit einem klassischen Stromregelungsansatz verglichen.
Berechnung/Ableitung aus der Simulation. Kenngrößen für die spätere Verifikation durch Vermessung der Hardware und Spezifikationen der Bauteile bzw. Mindestanforderungen	704	Die Regler Parameter sowie zu implementierende virtuelle Impedanz konnten für die Umsetzung ausgelegt werden.
Ertüchtigte Hardwareplattform für die aktive Oberschwingungskompensation	705	Der AC-Spannungsregler zur Oberschwingungskompensation wurde auf eine Wechselrichter-Hardwareplattform implementiert. Änderungen die spezifisch für das Projekt Netzharmonie erforderlich waren wurden durchgeführt.
Messungen am realen (Labor-)Netz zur Validierung -> Messdaten	706	Die Untersuchungen am Prototyp des Fraunhofer ISE wurden mit Unterstützung von M.O.E. in Freiburg erfolgreich durchgeführt. Es wurde der Spannungsregler-Ansatz getestet und die im Projekt beschafften Nicht-Linearen Lasten eingesetzt. Ebenfalls wurde ein Vergleich mit dem klassischen Stromregleransatz durchgeführt.

Analyse der Messdaten und Entwicklung von Bewertungsverfahren -> Vergleich der unterschiedlichen Regelstrategien anhand von Messdaten sowie Empfehlungen zur Bewertung von Kompensationsströmen	707	Die Messdaten wurden analysiert und die Ergebnisse in [16] veröffentlicht. Aus dem Vergleich von Messdaten und Simulationsdaten wurden Empfehlungen für zukünftige Bewertungsverfahren formuliert die im Rahmen des Abschluss-Workshops vorgetragen worden sind.
Zusammenführung der Ergebnisse	708	Ergebnisse wurden in einem Meilensteinbericht zusammengeführt. Die wichtigsten Ergebnisse wurden ebenfalls am Abschluss-Workshops (Berlin, 09/2018) präsentiert.

7 Verwertbarkeit der Ergebnisse

Die erzielten Ergebnisse bieten eine Reihe von Möglichkeiten zur wissenschaftlichen und wirtschaftlichen Verwertung. Sie sollen dazu beitragen, den Aufwand für eine zuverlässige Spannungsversorgung und hohe Spannungsqualität in wirtschaftlich vertretbaren Grenzen zu halten.

7.1 WIRTSCHAFTLICHE VERWERTUNGSMÖGLICHKEITEN

Die erzielten Messergebnisse sollen dazu beitragen, die Auslastung der Netze zu optimieren und somit einen aufgrund von Netzrückwirkungen notwendigen Netzausbau zu minimieren, bzw. mehr geeignete Knotenpunkte in den Netzen aufgrund der genaueren Kenntnisse für eine Einspeisung aufzuzeigen. Des Weiteren trägt die erweiterte Datenbasis zu einer Verbesserung der Mess- und Bewertungsverfahren für die Einheiten; und Anlagenzertifizierung bei. Mit dem aus dem Forschungsvorhaben entwickelten Mess- bzw. Analysesystem sollen prototypische Messungen gegen Entgelt z. B. an Netzanschlusspunkten für geplante Erzeugungsanlagen durchgeführt bzw. ausgewertet werden. Die entwickelten Mess- und Analyseverfahren sollen als Dienstleistungen angeboten werden. Anhand der Netzimpedanzmessung kann zum einen die zulässige anschließbare Leistung und zum anderen der Einfluss auf die Netzqualität abgeschätzt werden. Netzimpedanzmessungen auf der Mittelspannungsebene sowie Auswertungen können von der HSU und ggf. von weiteren Forschungseinrichtungen als Dienstleistung angeboten werden. Die entwickelte Netzimpedanznachbildung ermöglicht es Messungen für neue Geräteentwicklungen und Prototypen anzubieten. Die Validierung von Oberschwingungsmodelle für EZE kann von Forschungseinrichtungen und Zertifizierern als Dienstleistung angeboten werden, nachdem die Projektergebnisse als Zertifizierungsanforderung in die Normung eingebracht wurden. Aus der Machbarkeitsstudie zu Oberschwingungskompensation können Wechselrichterhersteller und Anlagenhersteller wichtige Rückschlüsse ziehen für die Spezifikation der Hard- und Softwareentwicklung neuer Serienprodukte.

7.2 WISSENSCHAFTLICHE VERWERTUNGSMÖGLICHKEITEN

Die bisher gewonnenen Erkenntnisse haben gezeigt, dass bestimmte Aspekte des Projektes erheblich komplexer als ursprünglich angenommen sind.

Dies betrifft z.B. die aggregierten Modelle für Erzeugungsanlagen bzw. aggregierten Impedanz- und Emissionsmodelle für die Netze. Deshalb wurden verschiedene sachgerechte Vereinfachungen getroffen (z.B. bei der Modellierung der Impedanz für Bezugsanlagen), welche jedoch zukünftig noch zu verfeinern sind. Dies betrifft beispielsweise die realitätsnahe Nachbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz in Abhängigkeit von Netztopologie und Kundenstruktur. Dies kann insbesondere die Abschätzung von Resonanzen, welche sich durch den Anschluss von Kundenanlagen ergeben können, verbessern, um kritische Konfigurationen bereits im Rahmen der Planung identifizieren zu können. Die Validierung entsprechender Modelle erfordert insbesondere verbesserte Verfahren für die Messung der frequenzabhängigen Netzimpedanz, u.a. um eine Trennung von kunden- und netzseitigem Anteil genau und zuverlässig bestimmen zu können.

Das Projekt hat gezeigt, dass die Modellierung der Oberschwingungsausbreitung, insbesondere bei höheren Frequenzen, aufgrund der hohen Komplexität der Interaktionen zwischen Netz und Kundenanlagen in hohem Maße von empirischen Ansätzen auf Basis von Messungen abhängig ist. Insbesondere für die Verbesserung der Erkenntnisse zur oberschwingungsspezifischen Dämpfung bei der Ausbreitung im Netz sowie Überlagerung mehrerer Kundenanlagen sind weitere Messungen mit einer noch besseren Repräsentativität (u.a. für verschiedene Kundenstrukturen) erforderlich.

8 Die wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

FGH

Zur erfolgreichen Bearbeitung des Projekts sind bei der FGH Personalausgaben für einen wissenschaftlichen Mitarbeiter, sowie die Beschäftigung von studentischen Hilfskräften angefallen. Die durchgeführten Arbeiten umfassen die Implementierung umfangreicher Simulationsframeworks, die Weiterentwicklung der Berechnungswerkzeuge zur netzweiten Simulation, das Planen, Vorbereiten, Durchführen und anschließende Auswerten der Simulationen sowie Recherchearbeiten im Bereich der Netzanschlussbewertung und Modellierungsfragen.

FGW

Für FGW war es von Anfang an eine wichtige Aufgabe in dem Projekt inhaltliche Aufgaben zu physikalischen Grundlagen der Oberschwingungsbewertung und des Bewertungsverfahrens selbst zu erforschen sowie Fachpersonal in diesem Themenbereich zu qualifizieren. Daher stellen Personalkosten für mehrere Mitarbeiter zu etwa 75 % den wesentlichen Aufwand von FGW dar, die sich wiederum zum größten Teil auf die Aufgabenfelder für inhaltliche Aufgaben der wissenschaftlichen Mitarbeiter und zum deutlich kleineren Teil für die Projektkoordination aufteilen. Daneben wurden Mittel für Simulationssoftware für das Verhalten von elektrischen Einspeisern und Verbundnetz, für Reisen sowie für weitere mit der organisatorischen Umsetzung verbundene Aufwendungen getätigt.

HSU

Zur erfolgreichen Bearbeitung des Teilvorhabens der HSU wurden zwei wissenschaftliche Mitarbeiter, sowie studentische Hilfskräfte beschäftigt. Die Aufgaben der Mitarbeiter umfassten im Wesentlichen die Vorbereitung, Koordination und Planung der Messkampagnen des AP4, sowie die Vorbereitung der Oberschwingungs- und Netzimpedanzmesstechnik auf den Einsatz im Freifeld. Hierfür wurde beispielsweise ein Fernüberwachungs- und Fernsteuerungskonzept für den Netzimpedanzmesscontainer entwickelt und erfolgreich getestet. Im Anschluss an die Durchführung der Messkampagnen wurden die Messergebnisse im Hinblick auf die Überlagerung und Ausbreitung von Harmonischen und die Einflüsse auf den Frequenzgang der Netzimpedanz analysiert. Zur Durchführung der Netzimpedanzmessungen vielen zudem Transport- und Anschlusskosten an.

ISE und IEE

Am Fraunhofer ISE und IEE wurden Personalausgaben für wissenschaftliche Mitarbeiter, zeitweise am Projekt beteiligte Techniker sowie für studentische Hilfskräfte eingesetzt. Die Personalressourcen wurden eingesetzt zur Vorbereitung, Durchführung und Nachbearbeitung der Prüfstand- und Freifeldmesskampagnen. Insgesamt haben sich Fraunhofer ISE und IEE an allen Arbeitspaketen im Rahmen des Projektes beteiligt. Nennenswert ist ebenfalls die im Unterarbeitspaket 203b notwendige und bewilligte Umwidmung von Materialkosten in Personalkosten, die zur Programmierung einer virtuellen Impedanz eingesetzt wurden. Der vom Fraunhofer IEE beschaffte Netzanalysator wurde im Rahmen der Feldmessungen in den PV-Parks Geltendorf-Jedelstetten und Dürbheim eingesetzt.

SMA

Die SMA Solar Technology AG hat das Projekt im Wesentlichen durch Personalaufwände für Ingenieure und Hilfskräfte im Bereich der Netzintegration und aus Testlaboratorien unterstützt. Die Schwerpunkte lagen darin, die Arbeiten des Konsortiums mit der Sicht und Expertise eines PV-Systemtechnikherstellers zu begleiten, sowie Untersuchungen zu üblichen Oberschwingungsvorbelastungen in Netzen und zu Möglichkeiten zur Parametrierung von EZE-Oberschwingungsmodellen durchzuführen.

TUC

An der TU Chemnitz war unter Berücksichtigung Ihrer Aufgabestellung zur erfolgreichen Bearbeitung des Projektes die Arbeitszeit von zwei wissenschaftlichen Mitarbeitern in Vollzeit und einem Mitarbeiter in Teilzeit notwendig, zusätzlich wurden studentische bzw. wissenschaftliche Hilfskräfte beschäftigt.

In Rahmen des AP2 hat TU Chemnitz an zwei Messkampagnen (ein Windpark und ein PV-Park) beteiligt. Zur Durchführung der Messkampagnen war es erforderlich eine GPS-Antenne für das Messsystem (DEWETRON-Transientenrecorder) einzusetzen, diese wurde im Rahmen des Projektes erworben. Zur Nachbildung der EZA-Modelle aus den validierten EZE-Modellen, sowie der möglichen Betriebsmittel des EZA-Netzes hat die TU-Chemnitz im Rahmen des AP3 mithilfe eines probabilistischen Ansatzes im Programmsystem MATLAB entwickelt bzw. vorgestellt. Die TU Chemnitz wurde von den AP3-Teilnehmern für die Leitung des AP3 bestimmt. Daher hat sie sich innerhalb AP3 auch mit verwaltungstechnischen Aufgaben beschäftigt. Es wurde die umfassende Simulationsumgebung geschaffen, welche die leistungsfähigen Netzsimulationen im Rahmen des AP5, sowie die vorhandenen Bewertungsverfahren in Rahmen AP6 für Mittelspanungsnetze in verschiedener Szenarien (u.a. hinsichtlich der zukünftigen Durchdringung der Stromnetze mit Erzeugungsanlagen) systematisch untersucht. Dafür wurde die Programmsysteme MATLAB und POWERFACTORY verwendet.

TUD

Zur erfolgreichen Bearbeitung des Projektes sind an der TUD Personalausgaben für wissenschaftliche Mitarbeiter in Vollzeit und Teilzeit sowie für die Beschäftigung von studentischen Hilfskräften und Stipendiaten angefallen. Die durchgeführten Arbeiten der wissenschaftlichen Mitarbeiter umfassen u.a. in AP2/AP4 die Vorbereitung, Durchführung, Dokumentation und Auswertung von vier Messkampagnen in Niederspannungsnetzen und Labormessungen zur Charakterisierung von insgesamt sechs PV-Wechselrichtern mit kleinen Leistungen bis 10 kVA. Zur Durchführung der Feldmessungen war es erforderlich neun PQ Boxen 200 (inklusive Rogowskispulen und GPS-Funkuhren) zu erwerben. Zusätzlich wurden drei Sätze von Spannungswandlern gekauft, um Messungen in der Mittelspannungsebene im erweiterten Frequenzbereich bis 9 kHz zu ermöglichen. Für die Durchführung der Labormessungen und Ableitung von Simulationsmodellen wurden vier neue PV-Wechselrichter, die repräsentativ für die Niederspannung sind, erworben. Innerhalb von AP5/AP6 wurde eine leistungsfähige Netzsimulation geschaffen, welche es ermöglicht die Oberschwingungssituation in künftigen Ausbauszenarien abzuschätzen und zu bewerten. Die studentischen Hilfskräfte wurden u.a. zur unterstützenden Auswertung von Simulationsergebnissen, Zusammenstellung der Normübersicht in AP6 sowie zur Aufbereitung der relevanten Regelwerke eingesetzt.

UL DEWI

Bei UL DEWI sind Personalkosten für eine wissenschaftliche Mitarbeiterstelle sowie für zeitweise zusätzliche Technikerstellen angefallen. Die durchgeführten Arbeiten umfassen die Planung, Durchführung und Auswertung von Messkampagnen, die Planung und Koordinierung der Teilaufgaben eines APs, die Untersuchung, Entwicklung und Erprobung verschiedener Mess- und Auswerteverfahren sowie die Ableitung von Handlungsempfehlungen.

WindGuard Certification (WGC)

Überwiegend haben drei wissenschaftliche Mitarbeiter den theoretischen Anteil am Projekt und ein Techniker die Messgeräteerweiterung sowie die Datenerfassung übernommen. Hierbei hat die WGC sich mit aktuellen Normen und weiterer Literatur ausgestattet und diese analysiert. Veröffentlichungen aus internationalen Konferenzen wurden gesichtet und bewertet. Seinerzeit gültige Bewertungsverfahren zur Anlagenzertifizierung wurden hinterfragt und neue Vorschläge wurden erarbeitet. Ergebnisse der Untersuchungen wurden auch in nationale Gremienarbeit eingespeist.

Messdaten wurden nach Anleitung und Absprache mit Projektpartnern aufgezeichnet und dem Projekt zur Verfügung gestellt.

9 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Im Mittelpunkt des Vorhabens standen die gemeinsame Erarbeitung und Demonstration neuer Mess- und Bewertungsverfahren zur verbesserten Integration von Erzeugungsanlagen im Hinblick auf Oberschwingungen.

Um die aus Verträglichkeitssicht notwendigen Anforderungen an die Oberschwingungspegel im Netz auch bei weiter fortschreitender Verbreitung und steigenden Leistungsanteilen dezentraler Erzeugungsanlagen sicherstellen zu können, sind verbesserte und genauere Verfahren zur Ermittlung der Beiträge von EZA notwendig. Die in diesem Vorhaben untersuchten und demonstrierten Verfahren werden somit mittel- und langfristig einen wichtigen Beitrag für eine sichere, qualitativ hochwertige und bezahlbare elektrische Energieversorgung leisten, die maßgeblich auf erneuerbaren Energien basiert. Das Vorhaben behandelte grundsätzliche Fragestellungen und ermöglichte durch die Einbeziehung aller Interessengruppen ein gemeinsames und einheitliches Verständnis in all diesen Gruppen, welches für die effektive Umgestaltung der Netze und die im Anschluss geplanten konsensbasierten Normungsarbeiten zwingend erforderlich ist.

Die Effizienz der entwickelten Bewertungsverfahren hängt in entscheidendem Maße davon ab, bis zu welchem Grad die komplexen Zusammenhänge vollständig erfasst und in einfach anwendbare Planungswerkzeuge überführt werden können. Dies ist noch nicht vollständig absehbar.

Aus den genannten Gründen war eine Förderung aus öffentlichen Mitteln notwendig und angebracht.

10 Fortschritt von Dritter Seite auf dem Gebiet des Vorhabens

Im Abstand von ca. Einem Jahr findet ein Wind- (WIW) sowie ein Solar Integration Workshop (SIW) in wechselnden Städten Europas statt. So auch währen der Laufzeit dieses Projektes jeweils im Oktober 2018, 2017, 2016 und 2015. Hierbei waren Themen zu Oberschwingungen oder allgemein Netzqualität immer auch mit 2-3 Sitzungen mit je 1 bis 1,5 Stunden bzw. 4 bis 5 Vorträgen enthalten. Beiträge kamen nicht nur aus Europa, sondern häufig auch aus den USA, China oder Japan. Sehr häufig wurden Ergebnisse auch aus diesem Forschungsprojekt dort vorgestellt.

In den Workshop Beiträgen beschäftige man sich ebenfalls mit komplexen Ersatzschaltbildern zu Oberschwingungsquellen und Überlagerungseffekten verschiedener Emittoren. Auch hier wurde eine Vielzahl von Fallstudien für Solar- und Windparks vorgestellt.

Die vorgestellten Studien bestätigten ebenfalls das die zur Zeit verwendeten Verfahren aus den IEC 61400-21, IEC 61000-4-7 und IEC 61000-3-6 nur sehr grobe Abschätzungen liefern, verglichen zu gemessenen Oberschwingungsbelastungen, z. B. in der Studie aus 2018 WIW Beitrag mit der Nummer 6C4.

Es wurde ein erfolgreicher aktiver Filter für einen Offshore Windpark vorgestellt, der die 3. und 7. Oberschwingungsspannungsbelastung reduziere, 2018 WIW 6C5.

Es wurde bestätigt, dass der vorherrschende Phasenwinkel einer Harmonischen aus einer Messung ein Indikator sein kann ob die Abschätzung der Überlagerung aus den Standardnormen erfolgreich sein werden oder nicht, 2018 WIW 6C6.

Über Zuschalten einen Reihenkondensator wird versucht die Impedanz einer Windenergieanlage mit doppelt gespeisten Asynchrongenerators und einem Vollumrichter zu messen und zu simulieren. 2018 WIW 8B2.

Bei einem aktiven „Notch“ Filter werden symmetrische Komponenten von Oberschwingungen als positive und negative Abweichungen zur Grundschwingung diskutiert, sodass beispielsweise die Oberschwingung der 5. und 7. Ordnung gemeinsam betrachtet werden können. 2018 WIW 8B3.

Ein Beitrag vergleicht Berechnungsmodelle mit und ohne Impedanzkopplungen zwischen den Windenergieanlagen sowie mit und ohne Kopplung der Impedanzen zwischen Windpark und Netz. Jedoch in dem speziellen Fall spielten die Kopplungen aufgrund kurzer Leitungen eine untergeordnete Rolle. 2018 WIW 8B4.

In der Summe kann festgehalten werden, dass weltweit an ähnlichen Themen wie in diesem Forschungsprojekt gearbeitet wird. Der Vorsprung dieses Forschungsprojekt kann zum Teil dadurch abgelesen werden, dass Veröffentlichungen aus diesem Forschungsprojekt Grundlage von Beiträgen in den hier genannten Workshops sind.

11 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen sowie weitere Literaturverweise

11.1 ERFOLGTE UND GEPLANTE VERÖFFENTLICHUNGEN

[V1] Ackermann, Florian: Verhalten von PV-Wechselrichtern bei Netzvorbelastung. Wechselrichter mittlerer Leistung (bis 50 kW) im Frequenzbereich bis 9 kHz. In: Power-Quality Vertiefungsseminar, Mannheim, 2017.

[V2] Ackermann, Florian; Moghadam, Hasanali; Meyer, Jan; Mueller, Sascha; Domagk, Max; Santjer, Fritz et al. (2016): Characterization of Harmonic Emission of Individual Wind Turbines and PV inverters based on measurements. Part I – Photovoltaic Inverters. In: The 15th Wind Integration Worshop, Vienna, Austria, 15 - 17 November 2016.

[V3] Ackermann, Florian; Moghadam, Hasanali; Rogalla, Sönke; Santjer, Fritz; Athamna, Issam; Klosse, Rainer et al. (2017): Large Scale Investigation of Harmonic Summation in Wind- and PV-Power Plants. In: 16th Wind Integration Workshop, Berlin, Germany 2017.

[V4] Arnold, Gunter; Schäfer, Nils: Modellierung des Oberschwingungsverhaltens von PV-Erzeugungseinheiten /-anlagen mit Hilfe von Messdaten. In: 32. Symposium Photovoltaische Solarenergie 2017, Bad Staffelstein.

[V5] Athamna, Issam; Muehlberg, Marko; Santjer, Fritz; Malekian, Kaveh; Safargholi, Farhad; Meyer, Marc Florian et al. (2016): New Evaluation Methods for Harmonic Emission of Renewable Generation. In: The 15th Wind Integration Worshop, Vienna, Austria, 15 - 17 November 2016.

[V6] Domagk, Max; Meyer, Jan; Hoven, Max; Malekian, Kaveh; Safargholi, Farhad; Kuech, Karsten (2017): Probabilistic comparison of methods for calculating harmonic current emission limits. In: 2017 IEEE Manchester PowerTech. 2017 IEEE Manchester PowerTech. Manchester, United Kingdom, 18.06.2017 - 22.06.2017: IEEE, S. 1–6.

[V7] M. Domagk, R. Stiegler and J. Meyer, “Measurement Based Identification of Equivalent Circuit Models for Aggregated Harmonic Impedances of Public Low Voltage Grids,” in 13th IEEE PES PowerTech Conference, 2019 (submitted).

[V8] M. Domagk et al., “Impact of Renewable Generation on the Harmonic Distortion in Distribution Networks: Key Findings of the Research Project Netzharmonie,” in 25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), 2019, (submitted)

[V9] E. Gasch, M. Domagk, R. Stiegler, and J. Meyer, “Uncertainty Evaluation for the Impact of Measurement Accuracy on Power Quality Parameters,” in 2017 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), 2017

[V10] Jordan, Michael; Meyer, Marc Florian; Kaatz, Gesa; Schulz, Detlef; Adloff, Stephan; Santjer, Fritz: Harmonic Network Impedance Measurement and Modelling on the Medium Voltage level. In: International ETG Congress 2017.

[V11] Kaveh Malekian; Farhad Safargholi; Karsten Kuech; Max Domagk; Jan Meyer; Max Hoven: Characteristic Parameters and Reference Networks of German Distribution Grid (LV, MV, and HV) for Power System Studies. In: International ETG Congress 2017.

[V12] Meyer, Jan; Domagk, Max; Kirchner, Luzie; Malekian, Kaveh; Safargholi, Farhad; Hoven, Max et al. (2016): Survey on International Practice of Calculating Harmonic Current Emission Limits. In: 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Belo Horizonte, Brazil.

[V13] Moghadam, Hasanali; Ackermann, Florian; Rogalla, Sönke: Improving the Summation Law for Harmonic Current Emissions of Parallel Operated PV Inverters by Considering Equivalent Grid Impedance. In: International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'17), Bd. 1, S. 371–376.

[V14] Reichert, Stefan; Griepentrog, Gerd; Stickan, Benjamin (2017): Comparison between grid-feeding and grid-supporting inverters regarding power quality. In: 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG). 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG). Florianopolis, Brazil, 17.04.2017 - 20.04.2017: IEEE, S. 1–4.

[V15] Rogalla, Soenke; Ackermann, Florian; Bihler, Nicolas; Moghadam, Hasanali; Stalter, Olivier (2016): Source-driven and resonance-driven harmonic interaction between PV inverters and the grid. In: 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). Portland, OR, USA, 05.06.2016 - 10.06.2016: IEEE, S. 1399–1404.

[V16] Rogalla, Sönke; Ackermann, Florian; Moghadam, Hasanali; Stalter, Olivier (2017): Analyse von Resonanzbildungen zwischen Wechselrichtern und Netz. In: 4. OTTI-Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien.

[V17] Santjer, Fritz; Nolopp, Klaus; Tentzerakis, Sokratis; Adloff, Stephan; Athamna, Issam; Muehlberg, Marko et al. (2016): Characterization of Harmonic Emission of Individual Wind Turbines and PV Inverters based on Measurements. Part II – Wind Turbines. In: The 15th Wind Integration Worshop, Vienna, Austria, 15 - 17 November 2016.

[V18] Santjer, Fritz; Tentzerakis, Sokratis; Nolopp, Klaus; Baerschneider, Marcel; Foreman, Richard; Malekian, Kaveh et al. (2017): Harmonic emission of wind turbines and PV inverters. Investigations in harmonic phase angles and grid impedances. In: 16th Wind Integration Workshop, Berlin, Germany 2017.

[V19] Ackermann, Florian; Schlick, Sebastian; Rogalla, Sönke (2019): Netzimpedanzemulation zur Stabilitätsprüfung von Wechselrichter. In: 34. PV-Symposium, Kloster Banz, Bad Staffelstein.

[V20] Rogalla, Sönke; Schlick, Sebastian; Ackermann, Florian (2019): Impedanzspektroskopie von Wechselrichtern - Ein neues Verfahren zur Bestimmung von Oberschwingungen. In: 34. PV-Symposium, Kloster Banz, Bad Staffelstein.

[V21] G. Kaatz, M. F. Meyer, F. Grumm, D. Schulz, F. Safargholi, M. Hoven, S. Adloff (2018): Impedance Frequency Modelling based on Grid Datafor the Prediction of Harmonic Voltages

[V22] K. Malekian, F. Safargholi, W. Schufft, T. Dreyer, J. Cassoli, S. Adloff, F. Ackermann, H. Moghadam, S. C. Rogolla, G. Kaatz, M. F. Meyer, S. Mueller, I. Athamna, S. Daniel, R. Klosse, F. Santjer und B. Weise, „On the Harmonic Model Validation of Power Generation Units," *eingereicht in IET Renewable Power Generation,* (Eingereicht).

[V23] Santjer, Fritz; Tentzerakis, Sokratis; Nolopp, Klaus; Baerschneider, Marcel; Foreman, Richard; Safargholi, Farhad et al., „Harmonic emission of wind turbines and PV inverters - Investigations in harmonic phase angles and grid impedances," *eingereicht in IET Renewable Power Generation,* (Eingereicht).

11.2 LITERATURVERWEISE

[1] Helmut-Schmidt-Universität, „Entwicklung eines Messgerätes zur Bestimmung der zeit- und frequenzabhängigen Netzimpedanz auf der Mittelspannungsebene," FKZ 0325049.

[2] Fraunhofer IWES, „Untersuchungen zu Netzparallelbetrieb und Netzdienstleistungen von Photovoltaik," FKZ 0325313.

[3] AP 1, „Leitfaden für die Durchführung von Messungen im Rahmen des Projektes Netzharmonie V10.0," Dresden, 2016.

[4] R. Stiegler und M. Domagk, „Verifizierung der Messgenauigkeit der eingesetzten Messgeräte," Dresden, 2016.

[5] Gasch, Domagk, Stiegler und Meyer, Uncertainty Evaluation for the Impact of Measurement Accuracy on Power Quality Parameters, 2017 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems, 2017.

[6] NetzHarmonie - Fachbericht, „Fachbericht zu den Arbeitspaketen 104 und 105," 2016.

[7] NetzHarmonie - Fachbericht, „AP301: Definition/Klassifizierung der Modelle," 2015_2018.

[8] NetzHarmonie - Fachbericht, „AP302: Definition der Empfehlungen/Anforderungen an ein Oberschwingungs-EZE-Modell," 2015-2018.

[9] NetzHArmonie - Fachbericht, „AP303: Erstellung eines exemplarischen EZE Modells für eine PV-Anlage," 2015-2018.

[10] NetzHarmonie - Fachbericht, „AP304-306: Oberschwingung-EZE-Modellvalidierung," 2015-2018.

[11] NetzHarmonie - Fachbericht, „AP307: Leistungsfähige Modelle für einzelne Erzeugungsanlagen," 2015-2018.

[12] J. Meyer, M. Domagk, L. Kirchner, K. Malekian, F. Safargholi, M. Hoven, I. Athamna, M. Muehlberg, F. Scheben, F. Ackermann, R. Klosse und K. Kuech, „Survey on International Practice of Calculating Harmonic Current Emission Limits," in *17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Belo Horizonte, Brazil*, 2016.

[13] M. Domagk, J. Meyer, M. Hoven, K. Malekian, F. Safargholi und K. Kuech, „Probabilistic comparison of methods for calculating harmonic current emission limits," IEEE, 2017, p. 1–6.

[14] Kaveh Malekian, Farhad Safargholi, Karsten Kuech, Max Domagk, Jan Meyer und Max Hoven, „Characteristic Parameters and Reference Networks of German Distribution Grid (LV, MV, and HV) for Power System Studies," in *International ETG Congress 2017*.

[15] Domagk, Impact of Renewable Generation on the Harmonic Distortion in Distribution Networks: Key Findings of the Research Project Netzharmonie, 25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), 2019.

[16] S. Reichert, G. Griepentrog und B. Stickan, „Comparison between grid-feeding and grid-supporting inverters regarding power quality," IEE, 2017.

[17] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, Elektrische Energieversorgung, Springer Vieweg, 2013.

[18] N. Kreifels, S. Killinger, J. Mayer, R. Hollinger und C. Wittwer, *KURZSTUDIE Effekte regional verteilter sowie Ost-/West- ausgerichteter Solarstromanlagen,* Freiburg, 2014.

[19] N. Neusel-Lange, „Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze," Wuppertal, 2013.

[20] Statista, „Anzahl der Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2016," 2018. [Online]. Available: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/20116/umfrage/anzahl-der-windkraftanlagen-in-deutschland-seit-1993/. [Zugriff am 19 03 2018].

[21] M. Jordan, Untersuchung von Methoden zur Identifikation der zeit- und frequenzabhängigen Netzimpedanz, Dissertation Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, 2016.

[22] F. Grumm, M. Plenz, G. Kaatz, D. Schulz und K. Lehmann, „Graphical Analysis Method to identify Power-Balanced Grid Areas for Intended Islanding Operation," in *4th International Conference on Renewable Energy Research and Applications*, Palermo, Italy, 22-25 November 2015, ISBN 978-1-4799-9981-1.

[23] T. T. Do, Messeinrichtung zur mobilen Netzimpedanzmessung auf der Mittelspannungsebene, Dissertation Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, VDE Verlag, 2014, ISBN 9783-8007-3633-1.

[24] H. Langkowski, Netzimpedanzmessung in Nieder- und Mittelspannungsnetzen zur verbesserten Netzintegration Erneuerbarer Energieanlagen, Dissertation Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, VDE Verlag, 2015, ISBN 978-38007-4120-5.

[25] Statista, „Marktanteile der Windenergieanlagenhersteller in Deutschland nach Anzahl der betriebenen Anlagen im Jahr 2016," 2018. [Online]. Available: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/249114/umfrage/marktanteil-der-windenergieanlagenhersteller-in-deutschland-nach-anlagenzahl/. [Zugriff am 21 03 2018].

[26] M. Klobasa, T. Erge und B. Wille-Haussmann, „Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement," Fraunhofer ISI, ISE, Karlsruhe, Freiburg, 2009.

[27] F. Schaller, F. Karstädt, O. Warweg und P. Bretschneider, „Modellierung realitätsnaher zukünftiger Referenznetze im Verteilnetzsektor zur Überprüfung der Elektroenergiequalität -Analytische Untersuchungen zur Belastung der elektrischen Netzbetriebsmittel und zur Einhaltung der Spannungsqualität im Verteilnetz-," Würzburg, 2011.

[28] C. Gilligan, F. Xie, S. Duong, S. Wilkinson und A. Sharma, „PV Inverter Market Tracker –Underlying Global Trends and Supplier Base Review," IHS technology survey, Q2 2015.

[29] Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut, power electronics for photovoltaics, seminar book, www.otti.de, june 20-21 2016.

[30] Deutsche Windguard GmbH, „Status of Land-Based Wind Energy Development in Germany," 1st Half of 2016.

[31] Westnetz GmbH, „Technische Anschlussbedingungen Mittelspannung (Version 1.1),“ 2015.

[32] Leipziger Institut für Energie, „Marktanalyse – Windenergie an Land (Untersuchung im Rahmen des Vorhaben IIE zur Stromerzeugung aus Windenergie),“ Hamburg, 2015.

[33] F. Schaller, F. Karstädt, O. Warweg und P. Bretschneider, „Schwab, A. (2012). Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie (Bd. 3). Springer.,“ in *Modellierung realitätsnaher zukünftiger Referenznetze im Verteil- netzsektor zur Überprüfung der Elektroenergiequalität - Analytische Untersuchungen zur Belastung der elektrischen Netzbetriebsmittel und zur Einhaltung der Spannungsqualität im Verteilnetz-*, Würzburg, 2011.

[34] EuPD Research, „Die Zukunft des PVFreiflächensegments in Deutschland,“ Wattner AG, Köln, 2012.

[35] F. Ackermann, N. Bihler und S. Rogalla, „Stability prediction and stability enhancement for large-scale PV Power plants,“ IEEE, 2016, p. 1–7.

[36] K. Malekian, F. Safargholi, W. Schufft, T. Dreyer, J. Cassoli, S. Adloff, F. Ackermann, H. Moghadam, S. C. Rogolla, G. Kaatz, M. F. Meyer, S. Mueller, I. Athamna, S. Daniel, R. Klosse, F. Santjer und B. Weise, „On the Harmonic Model Validation of Power Generation Units,“ *eingereicht in IET Renewable Power Generation,* (Geplant).

[37] E. Gasch, M. Domagk und R. Stiegler, „Messungenauigkeit von indirekten Messgrößen,“ Dresden, 2017.

[38] G. Kerber und R. Witzmann, „Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen,“ *Energiewirtschaft,* Bd. 107, pp. 22-28, 2008.

[39] M. Domagk, F. Safargholi, G. Kaatz und M. Hoven, „Fachbericht Arbeitspaket 5 - Leistungsfähige Netzsimulationen,“ 2019.

[40] F. Santjer, S. Adloff, F. Safargholi, B. Fricke, M. Sievers, M. Domagk, S. Müller, K. Nolopp, P. Dill, M. El Ghouti, F. Ackermann und M. Meyer, „NetzHarmonie – Fachbericht AP2 Messtechnische Analyse der Emission von EZE und EZA. FKZ_0325757F_NH AP2 200.001.01.,“ 2019.

[41] F. Ackermann, „NetzHarmonie – Fachbericht AP203b Nachbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz. FKZ_0325757F_AP203b_Fachbericht“.

[42] F. Santjer, S. Adloff, F. Safargholi, B. Fricke, M. Sievers, M. Domagk, S. Müller, K. Nolopp, P. Dill und M. El Ghouti, „NetzHarmonie – Fachbericht AP204 Untersuchung der Netzvorbelastung. FKZ_0325757 NH AP2 204.001.01.“.

[43] F. Santjer, S. Adloff, F. Safargholi, B. Fricke, M. Sievers, M. Domagk, S. Müller, K. Nolopp, P. Dill, M. El Ghouti, F. Ackermann und M. Meyer, „NetzHarmonie – Fachbericht AP205 Untersuchung des Einflusses der Netzimpedanz auf das Oberschwingungsverhalten einer EZE bzw. EZA. FKZ_0325757 NH AP2 205.001.01.“.

[44] F. Ackermann, N. Schäfer, M. Domagk und S. Müller, „NetzHarmonie – Fachbericht, AP206 – Summation. Analyse der Überlagerung mehrerer Erzeugungseinheiten.“.

[45] ISE; TUD, „NetzHarmonie - Fachbericht AP204 Verfahren und Prüfstandsmessung zur Bestimmung der Quellencharakteristik von Wechselrichter (Fingerprint und Spektroskopie),“ 2018.

[46] K. Nolopp und F. Santjer, „NetzHarmonie – Fachbericht AP2 AP4, Synchronisation von Messsystemen," 2016.

[47] F. Ackermann, „NetzHarmonie – Fachbericht AP208, Verfahren zur Bestimmung des Beitrages einer EZE und einer EZA," 2019.

[48] F. Santjer, S. Adloff, F. Safargholi, B. Fricke, M. Sievers, M. Domagk, S. Müller, K. Nolopp, P. Dill und M. El Ghouti, „NetzHarmonie – Fachbericht AP2, Messtechnische Analyse der Emission von EZE und EZA, Auswertung Neddenaverbergen, Gruppe 4. FKZ_0325757 NH AP2 NV004.01.".

[49] F. Santjer, S. Adloff, B. Fricke, M. Sievers, M. Domagk, S. Müller, K. Nolopp und P. Dill, „NetzHarmonie – Fachbericht AP2, Messtechnische Analyse der Emission von EZE und EZA, Auswertung für Neddenaverbergen, Gruppe 5. FKZ_0325757 NH AP2 NV005.01.," 2018.

[50] F. Santjer, S. Adloff, F. Safargholi, K. Malekian, K. Nolopp, P. Dill und M. K. Küch, „NetzHarmonie – Fachbericht AP2, Messtechnische Analyse der Emission von EZE und EZA, Auswertung für Neddenaverbergen, Gruppe 6. FKZ_0325757 NH AP2 NV006.01.".

[51] S. Adloff, P. Dill und P. Hoppe, „NetzHarmonie - Fachbericht AP 2, Verhalten EZE: „NH AP2 NV003.01_Neddenaverbergen_Verhalten EZE" – Berichtsnr. D0769501-0b".

[52] S. Adloff und P. Hoppe, „NetzHarmonie - Fachbericht AP 201, Messprotokoll: „NetzHarmonie_Messprotokoll_WPNeddenaverbergen_V1.0" – Berichtsnr. D0769284-0," 2018.

[53] M. Domagk, F. Möller und S. Müller, „NetzHarmonie - Fachbericht AP201, Messung eines Mittelspannungsnetzes mit Windeinspeisung (Windpark Neddenaverbergen), Messprotokoll," 2016.

[54] M. Domagk, „NetzHarmonie - Fachbericht AP201, Erstellung einer fundierten Messdatenbasis durch Feldmessungen," 2018.

[55] S. Adloff, P. Dill und P. Hoppe, „NetzHarmonie - Fachbericht AP 2, Messtechnische Analyse der Emission von EZE und EZA, Auswertung für Neddenaverbergen, Unterschiedliches Verhalten der EZE," 2018.

[56] S. Adloff und P. Dill, „NetzHarmonie - Fachbericht AP 201, Messprotokoll: „NetzHarmonie_Messprotokoll_WPFiebing_V1.0" – Berichtsnr. D0617973-1".

[57] S. Adloff und P. Dill, „NetzHarmonie - Fachbericht AP 204-206, „NH_Bericht-Fiebing_D0769526-0" –D0769526-0".

[58] F. Ackermann, „NetzHarmonie - Fachbericht AP201a Dokumentation der Messkampagne PV-Park Dürbheim".

[59] F. Ackermann, „NetzHarmonie - Fachbericht AP201b Dokumentation der Messkampagne PV-Park Erlenbach".

[60] M. El Ghouti, „NetzHarmonie - Fachbericht AP 205, Bewertung der Oberschwingungsemission und des Einflusses der Netzvorbelastung bei Windturbinen desselben Typs an verschie-denen Standorten, Bericht Nummer: 10110050-R-1-A".

[61] M. Domagk, F. Möller, R. Stiegler und U. Schubert, „NetzHarmonie - Fachbericht AP201, Messung einer PV-Anlage mit zentraler Anordnung der Wechselrichter (Kesselsdorf), Messprotokoll," 2016.

[62] M. Domagk, F. Möller, S. Müller und U. Schubert, „NetzHarmonie - Fachbericht AP201, AP4, Messung eines Niederspannungsnettzes hoher PV-Durchdringung mit dezentraler Anordnung der Wechselrichter (Langeneichstädt), Messprotokoll," 2016.

[63] F. Möller, M. Domagk und R. Stiegler, „NetzHarmonie - Fachbericht AP201, AP 4, Messung eines Niederspannungsnettzes hoher PV-Durchdringung mit zentraler Anordnung der Wechselrichter (Lebusa), Messprotokoll," 2017.

[64] N. Schäfer, A. Bitz und G. Arnold, „NetzHarmonie - Fachbericht AP201b, Feldmessungen am PV-Park Geltdendorf-Jedelstetten, Messprotokoll".

[65] S. Müller, „NetzHarmonie - Fachbericht AP202, Erstellung einer fundierten Messdatenbasis durch Labormessungen," 2018.

[66] F. Möller, „NetzHarmonie - Fachbericht AP203, Nachbildung realer Betriebszustände im Labor," 2018.

[67] S. Müller und M. Domagk, „NetzHarmonie - Fachbericht AP204, Analyse des Einflusses einer Oberschwingungsvorbelastung," 2018.

[68] S. Müller und M. Domagk, „NetzHarmonie - Fachbericht AP205, Analyse des Einflusses der Netzimpedanz," 2018.

[69] S. Müller und M. Domagk, „NetzHarmonie - Fachbericht AP206, Analyse der Überlagerung mehrerer Erzeugungseinheiten," 2018.

[70] S. Müller und M. Domagk, „NetzHarmonie - Fachbericht AP207, Analyse der Quellencharakteristik," 2018.

[71] N. Schäfer, G. Klein und A. Bitz, „NetzHarmonie - Fachbericht AP202, Pruefstandmessungen an PV-Stringwechselrichtern, Messprotokoll".

[72] NetzHarmonie - Fachbericht, „AP 4: Messbericht zur Netzimpedanzmessung im Windpark Neddenaverbergen".

[73] NetzHarmonie - Fachbericht, „Messbericht zur Netzimpedanzmessung im Windpark Fiebing".

[74] NetzHarmonie - Fachbericht, „Messbericht zur Netzimpedanzmessung im PV-Park Dürbheim".

[75] NetzHarmonie - Fachbericht, „AP4-Abschlussbericht (enthält die Arbeitspakete 401 bis 405)".

[76] F. Ackermann und S. Reichert, „NetzHarmonie - Fachbericht, AP7 Aktives Oberschwingungs-Management," 2019.

[77] F. Santjer, Tentzerakis, K. Nolopp, Foreman, Bärschneider und I. Athamna, Development of new measurement and analysis methods for harmonic evaluation of wind turbines and farms for grid connection, Bremen: DEWEK 2017, 2017.

12 Danksagung

Wir danken dem Projektträger Jülich für die intensive Betreuung über die gesamte Projektlaufzeit und natürlich allen Projektpartnern für ihren Einsatz, ohne den dieses Projekt nicht möglich gewesen wäre.

Abbildung 4 - Mitarbeiter im Forschungsprojekt „Netzharmonie“, Abschlussworkshop in Berlin am 12.09.2018.