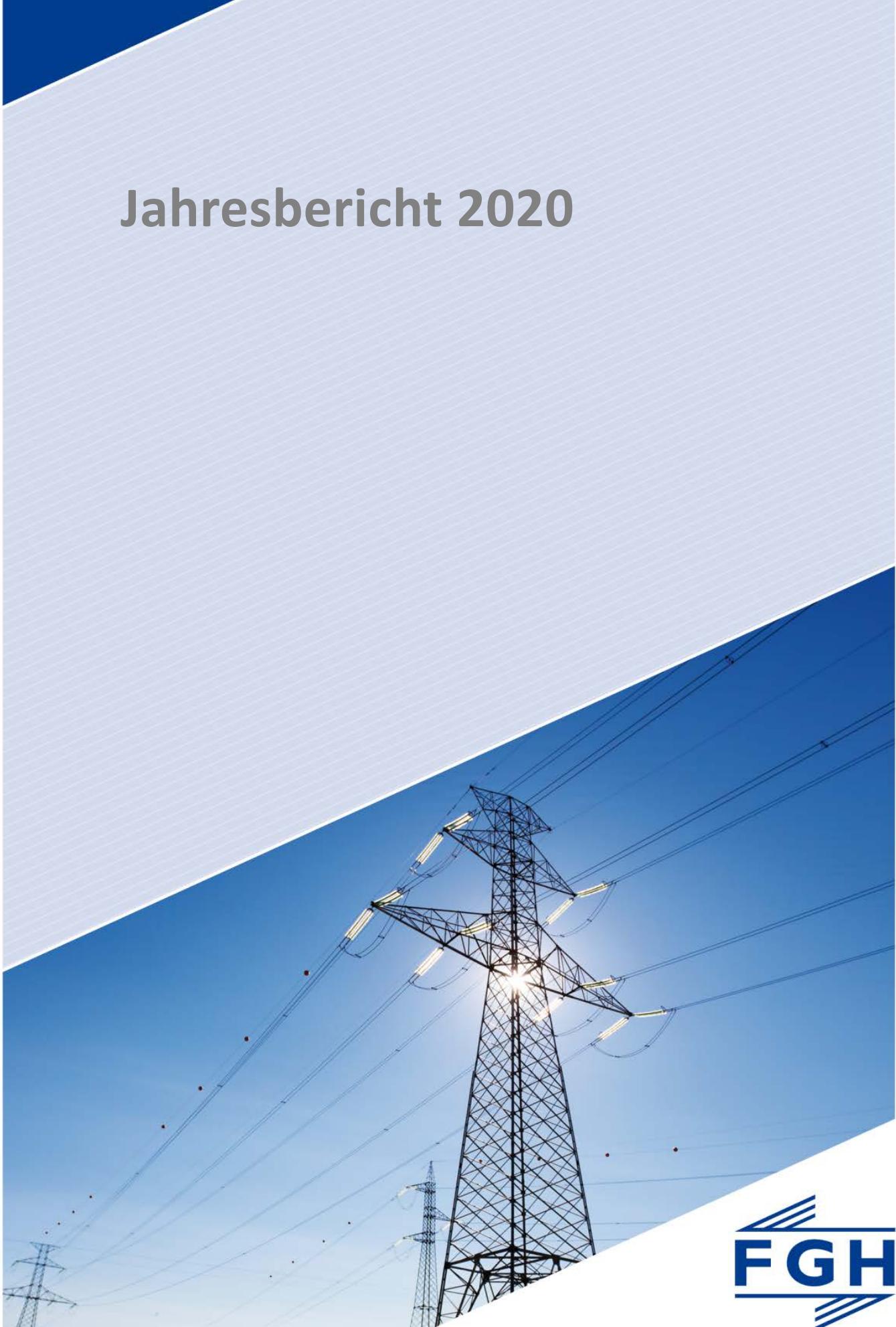


Jahresbericht 2020



Herausgeber

Forschungsgemeinschaft
für Elektrische Anlagen
und Stromwirtschaft e.V.
FGH e.V.

Hauptsitz Mannheim

Voltastraße 19-21
68199 Mannheim
Deutschland
Telefon: +49 621 976807-10
Telefax: +49 621 976807-70

Standort Aachen

Roermonder Straße 199
52072 Aachen
Deutschland
Telefon: +49 241 997857-10
Telefax: +49 241 997857-22

www.fgh-ma.de ▪ fgh@fgh-ma.de

Mannheim, im April 2021

FGH-Kurzbeschreibung

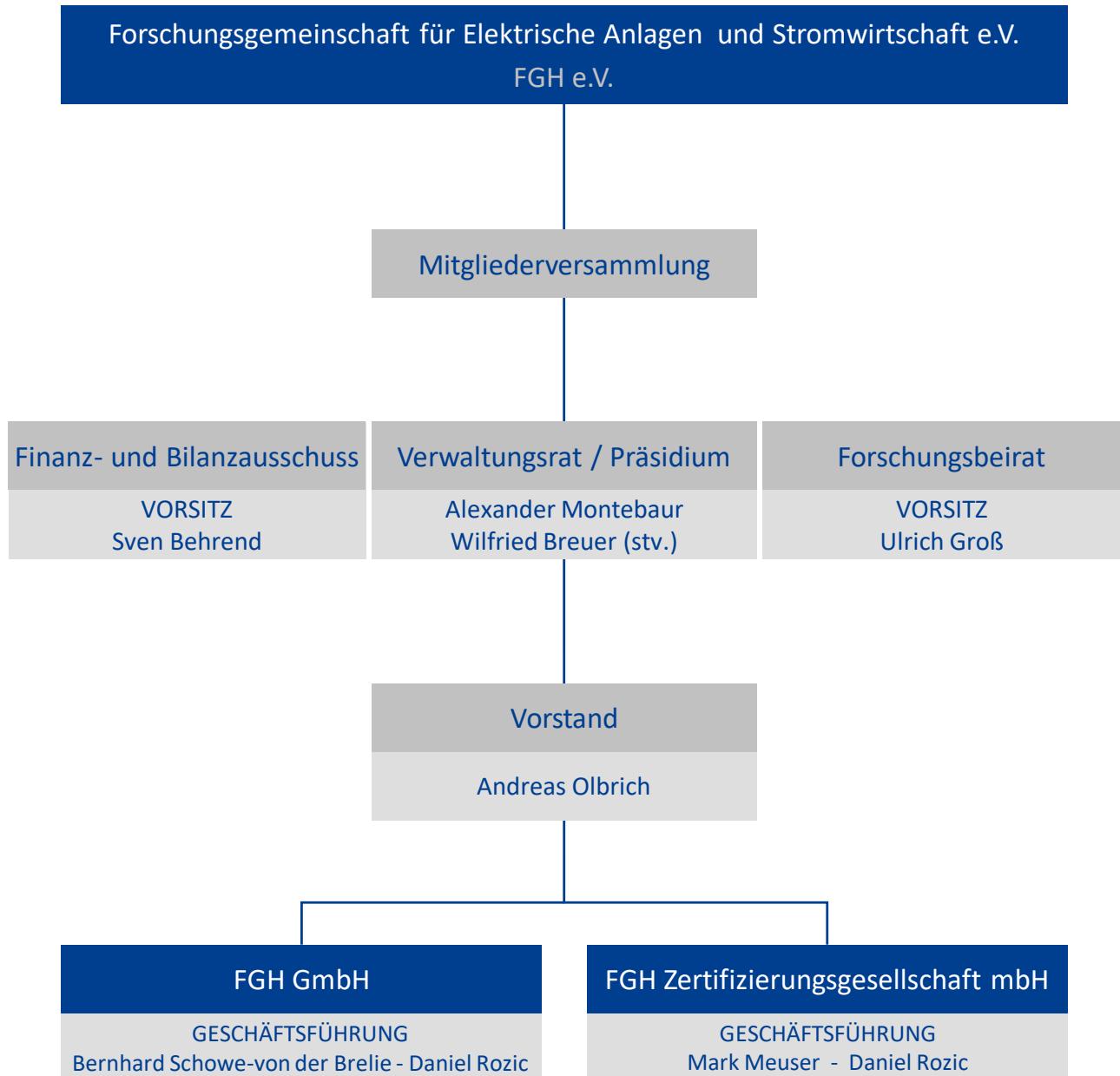
Adresse	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. FGH e.V. Voltastraße 19-21, 68199 Mannheim (Hauptsitz) Roermonder Straße 199, 52072 Aachen
Rechtsform	Eingetragener Verein ▪ Amtsgericht Mannheim ▪ VR 827
Historie	2020 Umzug von der Besselstraße 20-22 in die Voltastraße 19-21 (Neckarau) 2002 Anerkennung als wissenschaftliche Einrichtung (An-Institut) an der RWTH Aachen 1999 Umstrukturierung und Umbenennung in Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH) 1973 Fusion mit der 400 kV-Forschungsgemeinschaft e.V. zur Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e.V. 1921 Gründung als Studiengesellschaft für Hochspannungsanlagen e.V.
Mitglieder	28 Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft 17 Unternehmen der Elektroindustrie und Dienstleister 13 Korrespondierende Mitglieder
Zweck	Wissenschaftliche Untersuchung und Klärung aller Fragen und Probleme, die bei der Planung, dem Bau und dem Betrieb von Stromversorgungsanlagen, insbeson- dere auf den Gebieten der Hochspannungs- und Hochstromtechnik, auftreten. Die Tätigkeit der FGH soll die Leistungsfähigkeit und Sicherheit der Versorgung mit elektrischer Energie fördern und richtet sich auf die Fortentwicklung und Erhaltung des hohen technischen Standes der Stromversorgungsanlagen und der industriellen Erzeugnisse. Der Verein verfolgt ausschließlich und unmittelbar gemeinnützige Zwecke der technischen Entwicklung im Sinne der §§ 51 bis 68 der Abgabenordnung 1977.
Organe und Gremien	Mitgliederversammlung ▪ Präsidium ▪ Verwaltungsrat ▪ Vorstand ▪ Finanz- und Bilanzausschuss ▪ Forschungsbeirat
Präsident	Dr.-Ing. Alexander Montebaur
Vorstand	Dr.-Ing. Andreas Olbrich
Forschungsbeirat	Vertreter der Elektrizitätswirtschaft, der Elektroindustrie und von Hochschulen beraten die FGH bei der Planung und Durchführung ihrer Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.
Personal	96 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in der gesamten FGH

Inhalt

FGH-Kurzbeschreibung	1
FGH-Organigramm	IV
Bericht des Vorstands	1
Bericht des Verwaltungsrats	2
Mitgliederservice	3
Forschung und Entwicklung	4
■ Übersicht	4
Forschung und Entwicklung	5
■ Isolieröluntersuchung – Zustandsbewertung von Isolieröl in Transformatoren mittels Ultraschall	6
■ Störlichtbögen Niederspannung – Sicherheit bei Störlichtbögen in der Niederspannung	11
■ ENSURE II – Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende	13
■ enera – Teilprojekt: Simulation und Bewertung effizienter Betriebskonzepte für aktive Verteilnetze	16
■ CableCop – Diagnose-Guide zur Behandlung der Auswirkungen von Verkabelung im deutschen Höchstspannungsnetz	24
■ OVRTuere – Zeitweilige Überspannungen und abgeleitete Regeln für einen effizienten und sicheren Netzbetrieb FGH-Teilvorhaben: Einfluss des Übertragungs- auf das Verteilnetz sowie Konzeptentwicklung zur Vermeidung von Leistungsbilanzstörungen mittels netz- und kundenseitiger Maßnahmen	30
■ FlexHub – Teilprojekt: Datenmodell und Kommunikationsstack für den FlexHub	37
■ U-Quality – Auswirkungen zukünftiger Netznutzungsfälle der Niederspannung auf die Spannungsqualität und deren Beherrschung Teilvorhaben: Handlungsempfehlungen zu Spannungsqualitätsfragen für zukünftige Niederspannungsnetze und deren Nutzung	40
■ PROMOTioN – PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks	48
■ PLANET – Planning and operational tools for optimising energy flows and synergies between energy networks	57
Weiterbildung	59
Promotionen	66
Studentische Arbeiten	67
Auftragsforschung	71
■ Ausgewählte Auftragsforschung	73
Dienstleistungen unserer Tochtergesellschaften	77
■ Bericht Tätigkeiten – Energietechnische Anlagen	77
■ Bericht Tätigkeiten – Elektrische Netze	78
■ Bericht Tätigkeiten – Prüfungen und Zertifizierungen	80
■ Ausgewählte Auftragsarbeiten – Energietechnische Anlagen	81
■ Ausgewählte Auftragsarbeiten – Elektrische Netze	82
■ Ausgewählte Auftragsarbeiten – Prüfungen und Zertifizierungen	83
Kurznachrichten – Rückblick 2020	84
Publikationen	86
Gremienarbeit	89
Mitglieder	93

Präsidium	97
Verwaltungsrat	98
Forschungsbeirat	100
Jahresabschluss	103
■ Bilanz zum 31. Dezember 2020	104
■ Gewinn- und Verlustrechnung	106

FGH-Organigramm



Bericht des Vorstands

Verehrte Mitglieder,
sehr geehrte Partner der FGH,
sehr geehrte Damen und Herren,

auch im Jahre 2020 standen die vielfältigen Fragestellungen, die durch die Energiewende aufgeworfen werden, im Fokus der Forschungsaktivitäten der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH). Dabei reichen unsere öffentlich geförderten Forschungsprojekte von sehr anwendungsnahen AiF/IGF-Themen, wie Untersuchungen zu Isolierölen und Störlichtbögen, über die von BMBF/BMWi unterstützten Projekte zu neuen Energienetzstrukturen, effizienten Betriebskonzepten, Qualitätssicherungskonzepten zur Spannungshaltung etc. bis hin zu von der EU geförderten, internationalen Projekten zur künftigen Gestaltung der Übertragungsnetze. Neben diesen öffentlich geförderten Forschungsprojekten bearbeitete die FGH 35 Auftragsforschungsprojekte für unsere Mitgliedsunternehmen und Kunden. Im Rahmen unserer Forschungsaktivitäten entstanden in 2020 9 Bachelor- und 5 Masterarbeiten.

Mit diesem Jahresbericht verfolgen wir nicht nur das Ziel, Sie in kurzer, aber umfassender Form über unsere Arbeiten zu informieren. Gleichzeitig laden wir Sie ein zu Feedback, Anregungen und Rückfragen.

Neben den zahlreichen Forschungsaktivitäten fokussierte sich die FGH im Jahr 2020 auf die Umsetzung der in 2019 initiierten und erfolgreich abgeschlossenen Strategiediskussion. Im Mittelpunkt standen hierbei sowohl die Hinterlegung anspruchsvoller Wachstumsziele mit konkreten Projekten und messbaren Zielen als auch die Verbesserung und weitere Professionalisierung interner Prozesse. Selbstredend hat die Corona-Pandemie auch die Zusammenarbeit mit unseren Mitgliedern, Kunden und Geschäftspartnern in 2020 stark verändert. Glücklicherweise verhinderte das besonnene und angepasste Verhalten aller und insbesondere unserer Mitarbeiter/-innen negative Einflüsse auf unsere Geschäftstätigkeit. So konnten wir trotz der Pandemieeinschränkungen die Anforderungen an die Strategieumsetzung deutlich übertreffen und die Ertragskraft der Tochtergesellschaften in 2020 entscheidend stärken. Damit steht die Erfüllung der gemeinnützigen Zwecke auf einem wirtschaftlich gesunden Fundament.

Im Frühjahr 2020 schied Herr Sven Behrend planmäßig aus dem FGH-Vorstand aus. Ihm gilt unser besonderer Dank für die ergebnisorientierte Durchführung des Strategieprojektes in 2019 und die gelungene Neuausrichtung der FGH. Herr Prof. Albert Moser ist im Sommer 2020 aus dem FGH Vorstand ausgeschieden, um sich voll und ganz auf seine Aufgaben als Lehrstuhlinhaber für Übertragungsnetze und Energiewirtschaft sowie als Leiter des Institutes für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft zu konzentrieren. Wir danken Herrn Prof. Moser sehr herzlich für seinen stets sehr engagierten Einsatz für die FGH in den vergangenen 11 Jahren. Er hat die Geschicke der FGH auch in schwierigen Zeiten maßgeblich und mit Erfolg geprägt und wird uns über seine Mitarbeit im Verwaltungsrat und Forschungsbeirat künftig wissenschaftlich weiterhin begleiten.

Auf Grundlage der strategischen Neuausrichtung in 2019 und der erreichten Erfolge bei deren Umsetzung in 2020 schauen wir voller Zuversicht und Optimismus auf die nächsten Jahre, in denen wir Mehrwert und Nutzen für unsere Mitgliedsunternehmen und Kunden stetig steigern werden. Ganz besonders freuen wir uns in 2021 auf unser 100-jähriges Jubiläum, das wir gebührend mit unseren Mitgliedern, Geschäftspartnern und Mitarbeitern feiern werden.

Für die erfahrene Unterstützung im letzten Jahr möchten wir uns bei den Mitgliedsunternehmen und Kooperationspartnern bedanken. Wir freuen uns auf die weitere Zusammenarbeit mit Ihnen!

Ihr Vorstand der FGH e.V.
gez. Dr. Andreas Olbrich

Bericht des Verwaltungsrats

Verwaltungsrat und Präsidium der FGH haben während ihrer Sitzungen am

19. Februar 2020 in Köln

15. Mai 2020 via Web-Konferenz

6. November 2020 via Web-Konferenz

die wesentlichen Fragen, die sich aus dem Betriebsablauf während des Jahres 2020 ergaben, eingehend mit dem Vorstand besprochen.

Die technisch-wissenschaftlichen Arbeiten wurden vom Forschungsbeirat der FGH beratend begleitet. Dieser wurde durch den **Arbeitskreis Energie-Informationstechnologie (AKEI)** unterstützt.

Die Ergebnisse der Verwaltungsratssitzungen führten zu den der Mitgliederversammlung vorgelegten Beschlussvorschlägen.

Der Jahresabschluss 2020 wurde entsprechend der Bestellung durch die Mitglieder von

FIDAIX SCHULER & KOLLEGEN GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft / Steuerberatungsgesellschaft
Aachen

geprüft und mit Datum vom 26. März 2021 uneingeschränkt bestätigt.

Mannheim, im April 2021

Der Verwaltungsrat

Mitgliederservice

Die FGH ist eine gemeinnützige Forschungseinrichtung der Elektrizitätswirtschaft und Elektroindustrie mit dem Ziel, Kompetenz und praxisorientiertes Fachwissen gemeinsam mit ihren Mitgliedern zu entwickeln und vorzuhalten. Die Bündelung dieser Aufgaben sowie die unabhängige Darstellung technischer Möglichkeiten und Grenzen erlangen im liberalisierten und regulierten Umfeld zunehmende Bedeutung. Hier profitieren unsere Mitglieder und Partner aus den Bereichen Netzbetrieb, Industrie, Dienstleistung und Wissenschaft von den Leistungen der FGH.

Die Zusammenarbeit mit der RWTH Aachen University sowie anderen Hochschulen und Forschungseinrichtungen gewährleistet eine umfassende Abdeckung des gesamten Arbeitsgebiets. Die FGH sichert an der Schnittstelle zwischen Wissenschaft und Praxis einen schnellen Transfer der Erkenntnisse in die Anwendung.

Die FGH hat wesentlich dazu beigetragen, dass die Sicherheit und Qualität der deutschen Übertragungs- und Verteilungsnetze weltweit führend sind. Mit unseren Leistungen wie

- Initiierung und Durchführung von Forschungsprojekten, oftmals gemeinsam mit Mitgliedsunternehmen und anderen Institutionen,
- Weiterbildungsveranstaltungen zu Grundlagenwissen und Tagesthemen,
- wissenschaftlichen Untersuchungen im Kundenauftrag zu sämtlichen energietechnischen Fragestellungen,
- Mitarbeit in nationalen und internationalen Fach- und Normungsgremien,

unterstützen wir die Verteidigung dieser Position.

Unsere Mitglieder profitieren durch ihre direkte Einbindung in diese Tätigkeiten und die unmittelbaren und unverzüglichen Informationen über neue Erkenntnisse. Auch besteht für unsere Mitglieder die Möglichkeit, für die Bearbeitung komplexer Fragestellungen und Entwicklung entsprechender Lösungsstrategien gemeinsam von verschiedenen Unternehmen getragene Forschungsprojekte zu initiieren. Für unsere Mitglieder sind die Ergebnisse solcher Forschungsprojekte besonders wertvoll, die sie selbst anregen, inhaltlich mitgestalten und intensiv begleiten. Sie können die Kompetenz der FGH nutzen, um praxisgerechte Lösungen für ihre grundlegenden und drängenden Fragestellungen zu erhalten.

Aufgrund unserer langjährigen Praxiserfahrung verfügen wir über hoch qualifiziertes Personal für die Durchführung wissenschaftlicher Untersuchungen, die den Mitgliedern zu günstigen Konditionen zur Verfügung stehen. Bei Weiterbildungsveranstaltungen erhalten unsere Mitglieder vergünstigte Teilnahmebedingungen, insbesondere auch bei der Durchführung als kundenspezifische Veranstaltung im eigenen Haus.

Forschung und Entwicklung

Übersicht

Öffentlich geförderte Forschungsprojekte

AiF/IGF*

Isolieröluntersuchung - Zustandsbewertung von Isolieröl in Transformatoren mittels Ultraschall

Störlichtbögen Niederspannung - Sicherheit bei Störlichtbögen in der Niederspannung

BMBF**

ENSURE II - Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

BMWi*

enera - Teilprojekt: Simulation und Bewertung effizienter Betriebskonzepte für aktive Verteilnetze

CableCop - Diagnose-Guide zur Behandlung der Auswirkungen von Verkabelung im deutschen Höchstspannungsnetz

OVRTuere - Teilprojekt: Einfluss des Übertragungs- auf das Verteilnetz sowie Konzeptentwicklung zur Vermeidung von Leistungsbilanzstörungen mittels netz- und kundenseitiger Maßnahmen

FlexHub - Teilprojekt: Datenmodell und Kommunikationsstack für den FlexHub

U-Quality - Teilprojekt: Handlungsempfehlungen zu Spannungsqualitätsfragen für zukünftige Niederspannungsnetze und deren Nutzung

EU***

PROMOTioN - PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks

PLANET - Planning and operational tools for optimising energy flows and synergies between energy networks

Projekte, die im Jahr 2020 in der Verhandlung waren und in 2021 begonnen werden, sind in der Übersicht nicht enthalten.

	2020	2021	2022	2023	Laufzeit
					1.02.19 - 31.08.21
					1.11.19 - 31.10.21
					1.02.20 - 31.01.23
					1.01.17 - 31.03.21
					1.09.18 - 31.08.21
					1.11.18 - 31.10.21
					1.01.19 - 31.12.21
					1.04.19 - 31.03.22
					1.01.16 - 30.09.20
					1.11.17 - 31.01.21

Öffentlich geförderte Forschungsprojekte

Isolieröluntersuchung – Zustandsbewertung von Isolieröl in Transformatoren mittels Ultraschall

AiF/IGF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.02.2019 – 31.08.2021

IGF-Vorhaben werden über die AiF im Rahmen des Programms zur Förderung der industriellen Gemeinschaftsforschung und -entwicklung (IGF) vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Das Projekt wird in Zusammenarbeit mit namhaften Unternehmen bearbeitet.

Motivation und Ziele

Die effiziente Gestaltung von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen für den optimalen Einsatz kostenintensiver elektrischer Betriebsmittel erfordert effiziente Messgeräte und Auswerteverfahren für die Zustandsbestimmung. Im Energieversorgungsnetz sind Transformatoren eines der wichtigsten Betriebsmittel, welche zunehmend durch veränderte Lastflüsse höheren Beanspruchungen ausgesetzt sind. Die Lebensdauer von Transformatoren wird durch die Alterung der flüssigen und festen Isoliermedien bestimmt. Alterungsprozesse wie Oxidation oder thermischer Abbau wirken sich auf die Isoliermedien unterschiedlich stark aus, führen jedoch letztendlich zu einer Verschlechterung der chemischen und dielektrischen Eigenschaften. Die Anwesenheit von Wasser in Isolierölen und der Papierisolation ist ein Problem gealterter Transformatoren, das die Betriebssicherheit, Zuverlässigkeit und Lebensdauer negativ beeinflusst. Die Erforschung von Alterungsprodukten in Isolieröl mittels Ultraschalltechnik ist kein neuer Ansatz in der Messtechnik. Untersuchungen im Rahmen einer Grundlagenforschung soll aber mehr Aufschluss über das Potential dieser Technik geben. Im Gegensatz zu den konventionellen Untersuchungen könnten für die Zustandsbewertung des Isolieröls verschiedene Einflussparameter in einem Messsignal erfasst werden. Die traditionelle Anwendung der Ultraschalltechnik liegt in der Prüfung von metallischen und polymeren Werkstoffen. Es wird im Allgemeinen zwischen zwei Methoden unterschieden. Zum einen existiert die Impuls-Echo-Methode (Bild 1, links), bei welcher der Ultraschallprüfkopf gleichzeitig als Sender und Empfänger der Ultraschallsignale fungiert. Zum anderen werden bei der Durchschallungsmethode Ultraschallsender und -empfänger gegenüber angeordnet (Bild 1, rechts). Trifft der gesendete Schallimpuls auf eine Grenzfläche zu einem angrenzenden Medium (bspw. $Z_w \leftrightarrow Z_1$), so wird der Schallimpuls teilweise transmittiert und reflektiert. Die empfangenen Ultraschallimpulse werden im Amplituden-Laufzeit-Diagramm (A-Scan) dargestellt, wobei jede Grenzfläche einen Amplitudenausschlag verursacht.

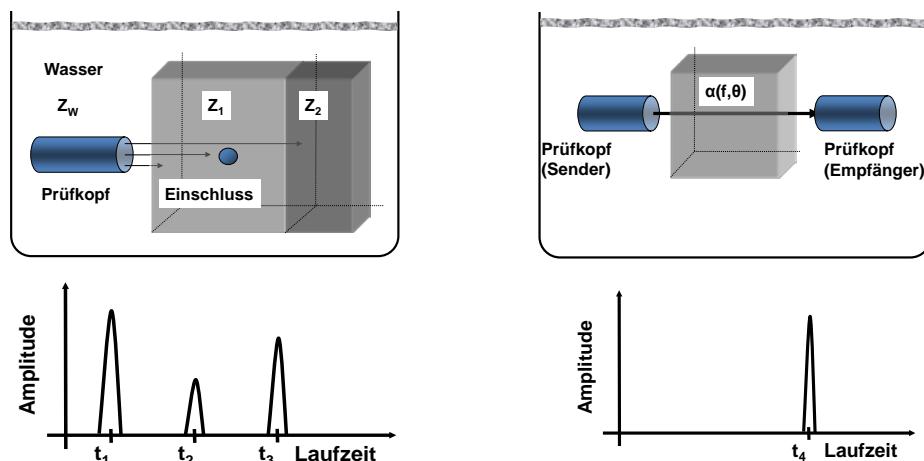


Bild 1 Gängige Ultraschallmessverfahren mit resultierenden Amplituden-Laufzeit-Diagrammen, links: Impuls-Echo-Verfahren, rechts: Durchschallungsverfahren

Die Schallwellen erfahren durch die Ausbreitung in Medien eine Schwächung des Schalldruckes aufgrund innerer Reibung (Dissipation). Die Druckänderung ist dabei proportional der durchlaufenden Strecke x und dem Anfangsschalldruck p_0 (Bild 2).

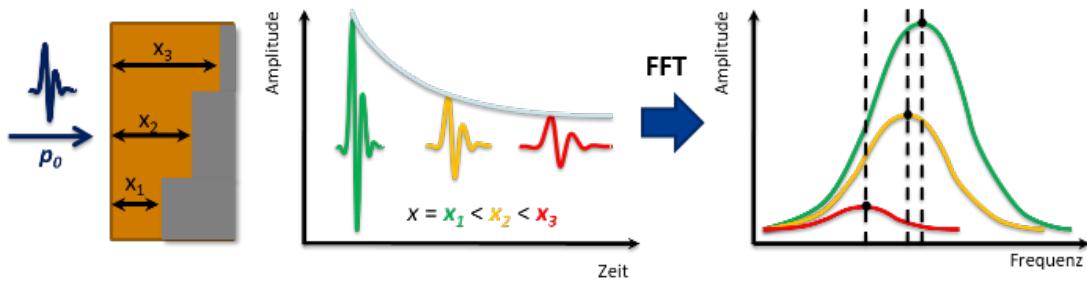


Bild 2 Auswirkung der Schalländerung im Zeit- und Frequenzbereich

Die Beziehung zwischen dem Schalldruck und Dämpfungsfaktor ergibt sich durch die Lösung der sich daraus ergebenden Differentialgleichung [6].

$$p(x) = p_0 e^{-\alpha x}$$

Hierbei ist α der Dämpfungskoeffizient, x die Laufstrecke und p_0 der Anfangsschalldruck. Der Dämpfungskoeffizient hat wegen der exponentiellen Darstellung zu Basis e die Einheit (Np/m).

Entwicklung und Umsetzung eines Mess- und Prüfkonzepts

Die Entwicklung des Prüfgefäßes erfordert grundlegende Überlegungen über mögliche Einflüsse und Auswirkungen während der Messung. Das beinhaltet u.a. die Betrachtung der thermischen Einwirkung auf verwendete Materialien (wie z.B. Ultraschallprüfkopf und Reflektor innerhalb des Prüfgefäßes).

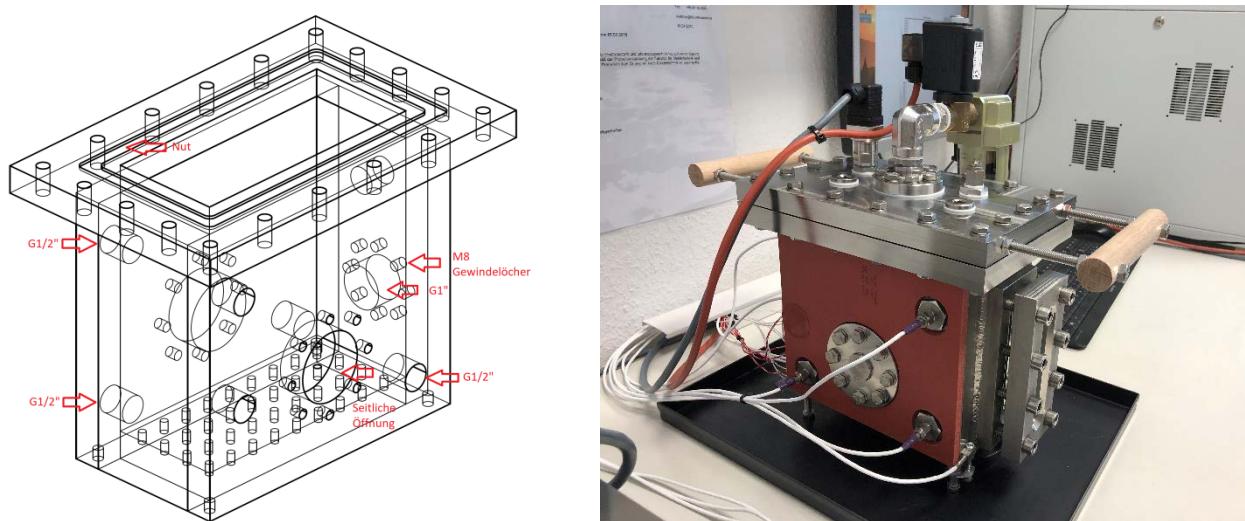


Bild 3 Prüfgefäß

Die Prüfgefäße bestehen aus Edelstahl mit Werkstoffgüte 1.4571, welches eine gute chemische Resistenz bietet. In den Prüfgefäßen können sowohl Messungen mittels Impuls-Echo-Methode als auch Durchschallungsuntersuchungen durchgeführt werden.

Einblicke in Untersuchungen und Ergebnisse

Die ersten Untersuchungen erfolgen unter Raumtemperatur. Das Isolieröl wird in einem abgeschlossenen System mit einer definierten Feuchte gesättigt (Bild 4) und anschließend unter hermetisch abgeriegelten Bedingungen vorbereitet, um unkontrollierte Einflussfaktoren auszuschließen.

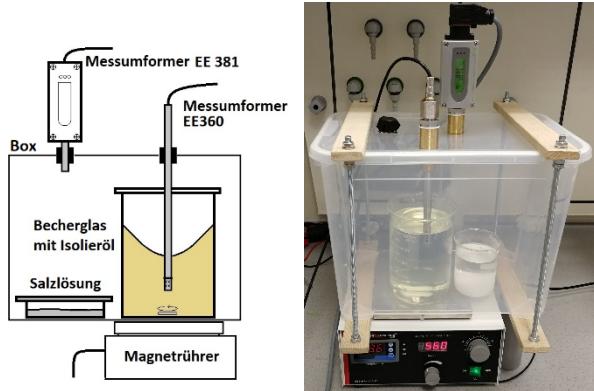


Bild 4 Vorbereitungsphase für definierte Befeuchtung von Ölproben

Für eine kontinuierliche Feuchteuntersuchung mit einstellbaren Feuchte- und Temperaturstufen ohne äußere Einflüsse ist der nachfolgende Ansatz realisiert (Bild 5). Hierfür wird ein entwickeltes geschlossenes System verwendet, in welchem die Ölproben sowohl für die Trocknung/Befeuchtung (Vorbereitungsphase) als auch für die Messung (Messphase) kontaminationsfrei untersucht und zirkuliert werden können. Mittels Vakuum wird das Öl aus der Vorbereitungsphase in die Messphase geführt. Um eine gleichmäßige Verteilung der Ölprobe im Prüfgefäß zu erhalten wird eine geregelte Zirkulation verwendet. Am Prüfgefäß gibt es für die Referenzmessungen mittels Karl-Fischer-Titration entsprechende Entnahmestellen. Diese befinden sich an verschiedenen Höhenlagen, wodurch eine stichpunktartige Kontrolle der Verteilung von Feuchte innerhalb des Prüfgefäßes ermöglicht wird.

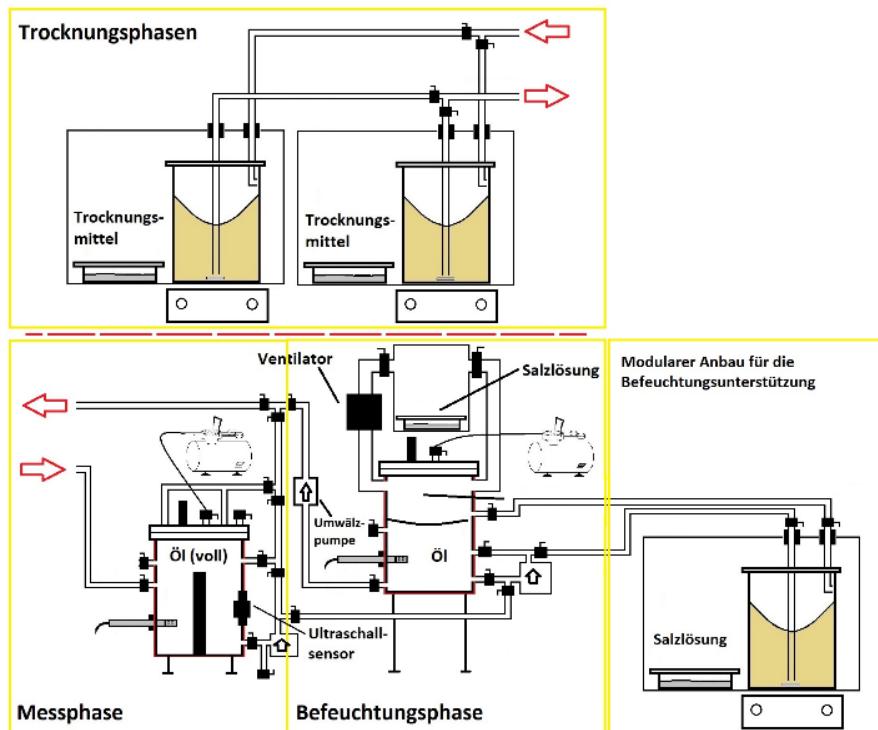


Bild 5 Untersuchungsaufbau für kontinuierliche Feuchtemessung unter definierten Bedingungen

Einfluss der Temperatur

Für die Untersuchung wurde das Nynas Nytro Taurus Öl verwendet. Die Ergebnisse einer Aufheizperiode auf das Ultraschallsignal sind im Bild 6 festgehalten.

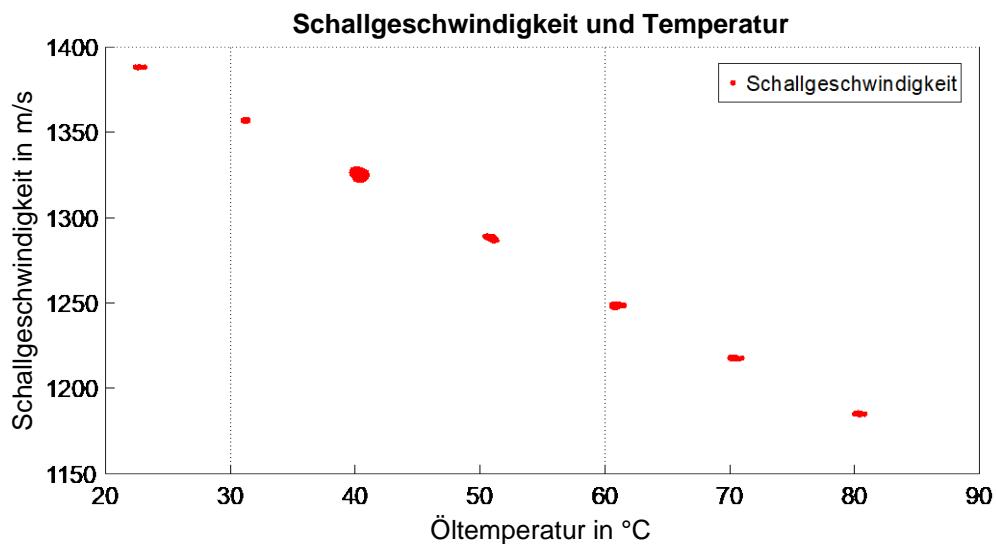


Bild 6 Ultraschallsignal vs. Temperatur

Wie aus dem Bild zu erkennen ist, existiert eine starke Temperaturabhängigkeit des Ultraschallsignals. Diese Abhängigkeit muss bei der Untersuchung von verschiedenen Feuchtegraden und mit unterschiedlichen Temperaturen berücksichtigt werden.

Feuchtemessung

Bild 7 zeigt die Ergebnisse einer kontinuierlichen Befeuchtung. Mit steigendem Feuchtegrad verkürzt sich die Laufzeit des Ultraschallsignals. Die Ultraschallsignale sind mit unterschiedlichen Zeitdauern der Umwälzung/Ruhephase gemessen worden. Im nächsten Schritt der Untersuchung (unter Raumtemperatur) wird nach dem Einstellen der einzelnen Feuchtegrade die Verweildauer bei der Messung des Ultraschallsignals bei unterschiedlichen Einflussparametern wie Umwälzung, Ruhephase, Temperatur und Feuchte untersucht. Der Einfluss dieser Parameter auf das Ultraschallsignal wird einzeln und in Kombination untersucht, wobei die Störparameter mittels geeigneter Sensoren im Prüfgefäß erfasst werden.

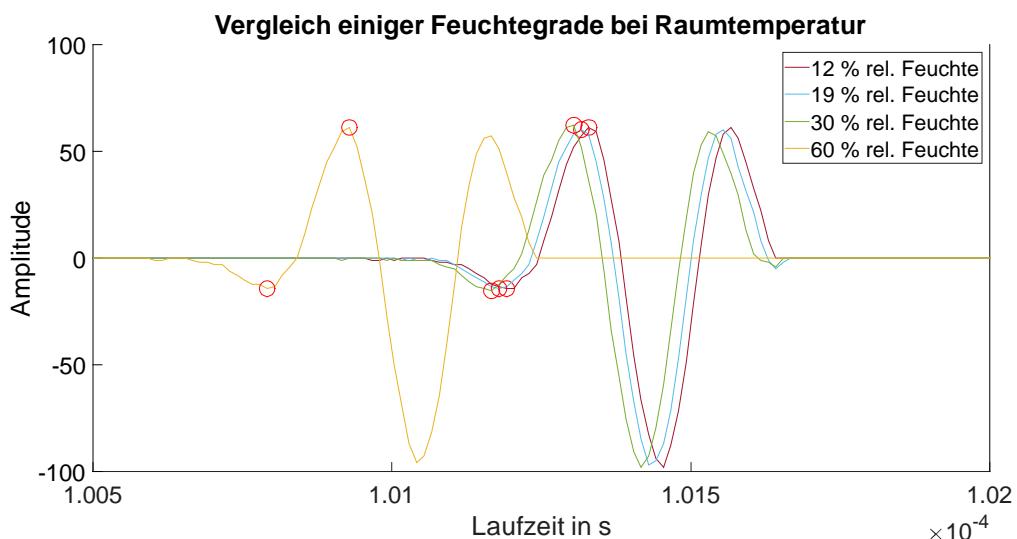


Bild 7 Erster Ansatz gemessen mittels Impuls-Echo-Methode

Ausblick

Die Ergebnisse zeigen die Herausforderung in der Vorbereitung von definierten Feuchteproben. Dabei stehen primär direktgemessene Zusammenhänge der betrachteten Einflussparameter wie z.B. der Feuchte und des Ultraschallsignals im Fokus. Aus den Untersuchungen ist ersichtlich, dass ein Zusammenhang messbar ist, welcher jedoch durch andere Umgebungsparameter wie z.B. die Temperatur beeinflussbar ist. Im weiteren Projektverlauf sollen neben der Temperatur, Umwälzung und Fließgeschwindigkeit weitere Beeinflussungsparameter (wie Gas, Säure, Feststoff...) untersucht werden. Die Projektlaufzeit ist bis Ende August 2021 verlängert.

Ansprechpartner FGH ▪ M.Sc. Mirnes Planic
Dr.-Ing. Gregor Brammer

Störlichtbögen Niederspannung – Sicherheit bei Störlichtbögen in der Niederspannung

AiF/IGF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.11.2019 – 31.10.2021

Das Projekt wird in Zusammenarbeit mit der RWTH Aachen sowie der Technischen Universität Dresden durchgeführt.

Zusammenfassung und Ziele

Störlichtbögen im Niederspannungsbereich sind ungewollte elektrische Luftstreckenverbindungen zwischen Leitern unterschiedlichen Potentials. Die energiereiche physikalische Erscheinung des Lichtbogens, in Form von elektromagnetischer Strahlung, Druck und Temperatur, besitzt vor allem in stromstarken Schalt- und Verteilanlagen ein hohes Zerstörungspotential und stellt daher eine erhebliche Gefährdung für Personen, Anlagen und auch für die Versorgung mit elektrischer Energie dar. Geeignete Maßnahmen sowohl in der Projektierung und Konstruktion, als auch in der Betriebsführung der Anlagen können die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines Lichtbogenfehlers erheblich reduzieren, jedoch ist ein vollständiges Verhindern aus ökonomischen Gründen nicht praktikabel. Mit dem Auftreten von Störlichtbögen in elektrischen Anlagen muss somit auch bei hohen Sicherheitsstandards gerechnet werden.

Der Nachweis der Personensicherheit beim Auftreten von Störlichtbögen erfolgt durch Prüfungen in Hochleistungsprüffeldern oder – wo dieses nicht möglich oder praktikabel ist – über Druckberechnungen. Prüfungen für fabrikfertige Niederspannungsschaltanlagen werden z.B. nach DIN EN 61439-2 (VDE 0660-600-2) durchgeführt. Sie sind aufwendig und mit hohen Kosten verbunden. In vielen Fällen sind Prüfungen der Druckauswirkung in Anlagengebäuden nicht möglich, z.B. in bereits bestehenden Gebäuden, in denen vorhandene Schaltanlagen ersetzt werden sollen, sowie in der Planungsphase von Anlagen. In den Standards und Normen gibt es keine Bestimmungen zur Gebäudesicherheit bei Störlichtbögen in Niederspannungsanlagen. Betreiber dieser Anlagen bestehen jedoch zunehmend auf dem Nachweis der Störlichtbogensicherheit in ihren Gebäuden. Dieser kann nur über Berechnungen erfolgen.

Druckberechnungen bei Störlichtbögen in Mittel- und Hochspannungsanlagen, mit denen sich Druckentlastungseinrichtungen dimensionieren lassen, werden mit bewährten Programmen durchgeführt (siehe z.B. AiF Projekt 15657N). Für zuverlässige Druckberechnungen im Niederspannungsbereich fehlen jedoch die dafür erforderlichen Eingangsdaten. Hierzu gehören insbesondere der experimentell zu bestimmende Anteil der elektrischen Energie, der zur Aufheizung des Gases und damit zum Druckanstieg in der Schaltanlage führt („kp-Faktor“ in Abhängigkeit von der Gasdichte) sowie Werte für die Lichtbogenspannung und den Fehlerstrom. Ursache dafür ist, dass das Verhalten von Lichtbögen in Niederspannungsschaltanlagen schwer vorhersehbar ist, der Unterschied zwischen dem prospektiven Kurzschlussstrom und dem tatsächlich fließenden Fehlerstrom groß ist und viele verschiedene Bauformen existieren.

Eine besondere Herausforderung bei Druckberechnungen stellt die Bestimmung der Druckentwicklung in Schaltanlagengebäuden dar, d. h. die Bestimmung der Belastung von Raumwänden durch Störlichtbögen als Grundlage für die Festlegung der Größe von erforderlichen Druckentlastungsöffnungen in den Räumen. Dieses ist nur möglich, wenn die Druckbelastung in der Schaltanlage mit hoher Güte bestimmt werden kann.

Eine Erhöhung der Sicherheit vor Störlichtbögen kann erreicht werden, wenn Fehlerströme bereits in einem möglichst frühen Stadium, in dem das Zerstörungspotential noch gering ist, detektiert und gelöscht werden. Für diesen Zweck kommen beispielsweise optische Schutzlösungen in Kombination mit schnellen Kurzschließen zum Einsatz. Sie erfüllen zwar die Anforderungen hinsichtlich Abschaltgeschwindigkeit,

benötigen jedoch eine aufwendige Planung und Installation. Daher soll in einem weiteren Schwerpunkt des Vorhabens das Zeitverhalten von Fehlern zur Ermöglichung einer genaueren und verlässlichen Entscheidungsgrundlage für die Auswahl und Auslegung von Schutzsystemen untersucht werden.

Zum Zeitbereichsverhalten von Lichtbögen gibt es insbesondere in den ersten Millisekunden der Lichtbogenzündung bislang nur wenige verlässliche Daten. Dieses beruht vor allem auf dem diversitären Fehlerverhalten in der Niederspannungsebene, unter anderem aufgrund der Vielzahl von Anlagenbauformen. Die Kenntnis über das Zeitverhalten von Fehlern ist aber für den sicheren Netzbetrieb und eine zuverlässige und selektive Lichtbogenerfassung sowie Schutzauslösung notwendig.

Die Kenntnis der Höhe des Fehlerstroms bei einem Lichtbogenfehler ist darüber hinaus auch als Eingangsgröße für Druckberechnungen im Störlichtbogenfall erforderlich.

Konkret gliedert sich das Projekt in die folgenden Arbeitspakete:

1. Literaturrecherche und Auswertung verfügbarer Datensätze von Lichtbogenversuchen
2. Eingangsgrößen für Druckberechnungen
 - a) Experimentelle Untersuchungen zu Fehlerströmen und Lichtbogenspannung sowie Druckaufbau
 - b) Ableitung von Eingangsdaten für Druckberechnungen sowie Validierung mittels exemplarischer Anwendungen
3. Charakterisierung von Störlichtbögen zur Auslegung von Schutzsystemen
 - a) Experimentelle Untersuchung
 - b) Modellierung von Störlichtbögen
 - c) Ableitung von Empfehlungen zur Anlagenplanung unter Berücksichtigung des Störlichtbogenschutzes
4. Netzberechnungen unter Berücksichtigung von Fehlerlichtbögen und von dezentraler Energieeinspeisung

Die Ergebnisse des Projektes sollen einerseits die Sicherheit in Niederspannungsanlagen bei Störlichtbogenereignissen erhöhen und andererseits, wenn man mit ihnen rechnen muss, zuverlässige Druckberechnungen zur Auslegung von Druckentlastungsmaßnahmen in Schaltanlagen und Schaltanlagengebäuden ermöglichen. Damit soll neuen Herausforderungen an den Schutz und die Sicherheit beim Auftreten von Störlichtbögen in NS-Anlagen begegnet werden. Außerdem werden vereinfachte Lichtbogenmodelle zum Einsatz in Netzberechnungsprogrammen entwickelt, so dass Empfehlungen zum Abschaltverhalten von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (z.B. von Wechselrichtern) und hinsichtlich des Anpassungsbedarfs der Parametrierung von (entfernten) Schutzeinrichtungen abgeleitet werden.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

ENSURE II – Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

BMBF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.02.2020 – 31.01.2023

Das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderte Projekt ENSURE ist Bestandteil der Förderinitiative „Copernikus-Projekte für die Energiewende“, in der von Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft gemeinsam technologische und wirtschaftliche Lösungen für den Umbau des Energiesystems entwickelt werden. Aufbauend auf den Erkenntnissen der ersten Phase im Bereich der Grundlagenforschung, fokussiert sich die zweite Phase nun auf die Umsetzung der Ergebnisse im Pilotmaßstab sowie die Vorbereitungen zum Aufbau des Energiekosmos in ENSURE Phase 3.

Die FGH trägt in Zusammenarbeit mit weiteren namhaften Verbundpartnern dazu bei, dass ENSURE einen substanziellen Beitrag zu einer Optimierung und Transformation des zukünftigen Energiesystems leistet.

Ziele von ENSURE

Das erste Hauptziel des ENSURE-Projektes ist eine ganzheitliche Untersuchung der Systemstrukturen durch Weiterentwicklungen sowohl von Netztopologien als auch von Betriebsführungskonzepten und den im Netz eingesetzten Komponenten. Die energetische Kopplung über die Sektorengrenzen hinaus wird entsprechend berücksichtigt und stellt eine wichtige Säule dieser ganzheitlichen Betrachtung dar. Mit Voranschreiten der Digitalisierung und damit der Nutzung von mehr Informationen zum Netzzustand, zur Einspeise- und Verbrauchssituation sowie zum Zustand von Komponenten können neuartige Ansätze in der Betriebsführung von Anlagen und Netzen realisiert werden.

Das zweite Hauptziel von ENSURE ist der Aufbau einer geografisch abgegrenzten Demonstration der Ergebnisse im realen System zum Nachweis der Machbarkeit eines digitalisierten, nachhaltigen und gekoppelten Energiesystems. Der sogenannte Energiekosmos ENSURE wird überregional übertragbar sein und stellt ein Beispiel für das zukünftige Energiesystem dar.

In Phase 1 des Projektes, die im Dezember 2019 endete, wurde vorrangig Grundlagenforschung betrieben, um die beiden Hauptziele des Projektes vorzubereiten. Die im Februar gestartete Phase 2 des Projektes befasst sich nun mit der Umsetzung im Pilotmaßstab und damit verbunden mit den folgenden Aufgaben:

- Finalisierung des Konzepts für den Demonstrator
- Einbettung des Gesamtsystems in den sozio-ökonomischen Rahmen
- Pilotierung ausgewählter Technologien
- Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Regionen und Kontexte
- Langfristfragen im systemischen Kontext

Die FGH ist in Phase 2 mit der Leitung des Teilprojektes (TP) 7 beauftragt, welches sich den Themen Testumgebungen und Asset-Prüfungen annimmt.

Teilprojekt 7

Im Rahmen der Umsetzung des Konzepts für die Demonstration und zur Pilotierung ausgewählter Technologien werden mit dem Ziel, die Sicherheit für Menschen und Technik sowie die grundsätzliche Anwendbarkeit unter realen Bedingungen zu gewährleisten, in diesem Teilprojekt folgende Punkte in vier Arbeitspaketen (AP) bearbeitet:

- Prüfvorschriftendefinition (AP 7.1)
- Konzeptionierung von Testumgebungen (AP 7.2)
- Technologieprüfungen (AP 7.3)
- Norm- und Gremienarbeit (AP 7.4)

Die FGH koordiniert die Tätigkeiten des TP 7 über alle Arbeitspakte hinweg und beteiligt sich zugleich an der Erreichung der jeweiligen Arbeitspaket-Ziele. Zudem übernimmt die FGH zwei Arbeitspaketleitungen im TP 7, nämlich für die Arbeitspakte 7.1 Prüfvorschriftendefinition und 7.3 Technologieprüfungen.

Arbeitspaket 7.1

Das Ziel des AP 7.1 ist die Entwicklung und Definition von Prüfvorschriften für Komponenten-/teile, Software und Sekundärtechnik der späteren Technologien und Use Cases im Energiekosmos ENSURE ohne bereits existierende Prüfvorschriften. Hierbei werden in Phase 2 zu pilotierende Komponenten und Komponententeile, Software und Sekundärtechnik vorrangig bearbeitet. Die Aufgaben der FGH befassen sich hierbei mit der Recherche, Beschreibung der Funktionen und Testszenarien der Piloten sowie allgemeinen Prüfvorschriftendefinitionen zu Komponenten-, Software- und Systemtests.

Die allgemeinen Prüfvorschriften zu den drei evaluierten Bereichen werden bezüglich ihres Anwendungsbereiches, ihrer Anforderungen und ihrer Prüfungen beschrieben. Hierbei liegt der Fokus besonders auf den systemischen Prüfungen, da hier das Zusammenspiel von mehreren Komponenten und Softwareteilen als gesamte Funktion betrachtet wird. Die Piloten stellen im weitesten Sinne kleine Systeme dar, die für die Prüfungen nicht mehr in kleine Komponenten oder Softwareparts zerlegt werden können und somit als System geprüft werden müssen.

Das AP 7.1 entwickelt zu jedem Piloten eine eigene Prüfstrategie, da die Piloten zu stark voneinander differenzieren und kein einheitliches Vorgehen beschrieben werden kann. Die 5 Piloten in ENSURE Phase 2 sind folgende:

- Digitales Umspannwerk
- Vermischungskonzepte
- MVDC Kurzkupplung
- Solid-State-Transformer (SST)
- Adaptivschutz

Arbeitspaket 7.2

Das AP 7.2 erarbeitet aus den Prüfvorschriftendefinitionen die Konzeption der benötigten Testumgebungen, was neben einer Auflistung des benötigten Equipments auch eine Beschreibung des Prüfungsaufbaus umfasst. Es erfolgt der Aufbau funktionierender Testumgebungen zur Durchführung von Technologieprüfungen gemäß den identifizierten Prüfvorschriften, welche durch Partner im Projekt realisiert werden.

Dies bedeutet für die 5 Piloten das Erarbeiten der realisierbaren Testumgebungen und der durchführbaren Tests. Speziell bei dem Piloten SST werden neue Prüfmöglichkeiten benötigt, da hier ein DC-Niederspannungsnetz angeschlossen wird und hierzu keine genormten Prüfungen vorhanden sind sowie auch keine Anschlussrichtlinie für DC-Komponenten. Dies wird im AP 7.2 zusammen mit anderen Arbeitspaketen aus anderen Teilprojekten bearbeitet und mündet in einer Prüfung des Systems.

Arbeitspaket 7.3

Das erste Ziel des AP 7.3 ist die Festlegung und zeitliche Planung aller durchzuführenden Prüfungen unter Berücksichtigung der den Prüflaboren (projektintern und –extern) zugeordneten Prüfungen, wobei die zu pilotierenden Komponenten und Komponententeile aus Teilprojekt 6 vorrangig behandelt werden. Es folgt anschließend die Durchführung der Prüfungen gemäß dem erstellten Zeitplan und die Auswertung aller durchzuführenden Technologieprüfungen für die Komponenten und Komponententeile im detaillierten Demonstrationskonzept und für die Pilotierung.

Speziell für den Piloten Adaptivschutz wurde das FGH-Prüflabor beauftragt, die Funktionen des Systems, bestehend aus zwei PMUs (Phasor Measurement Unit) und einer Auswerteeinheit, im kleinen Labormaßstab zu überprüfen (siehe Bild 1).

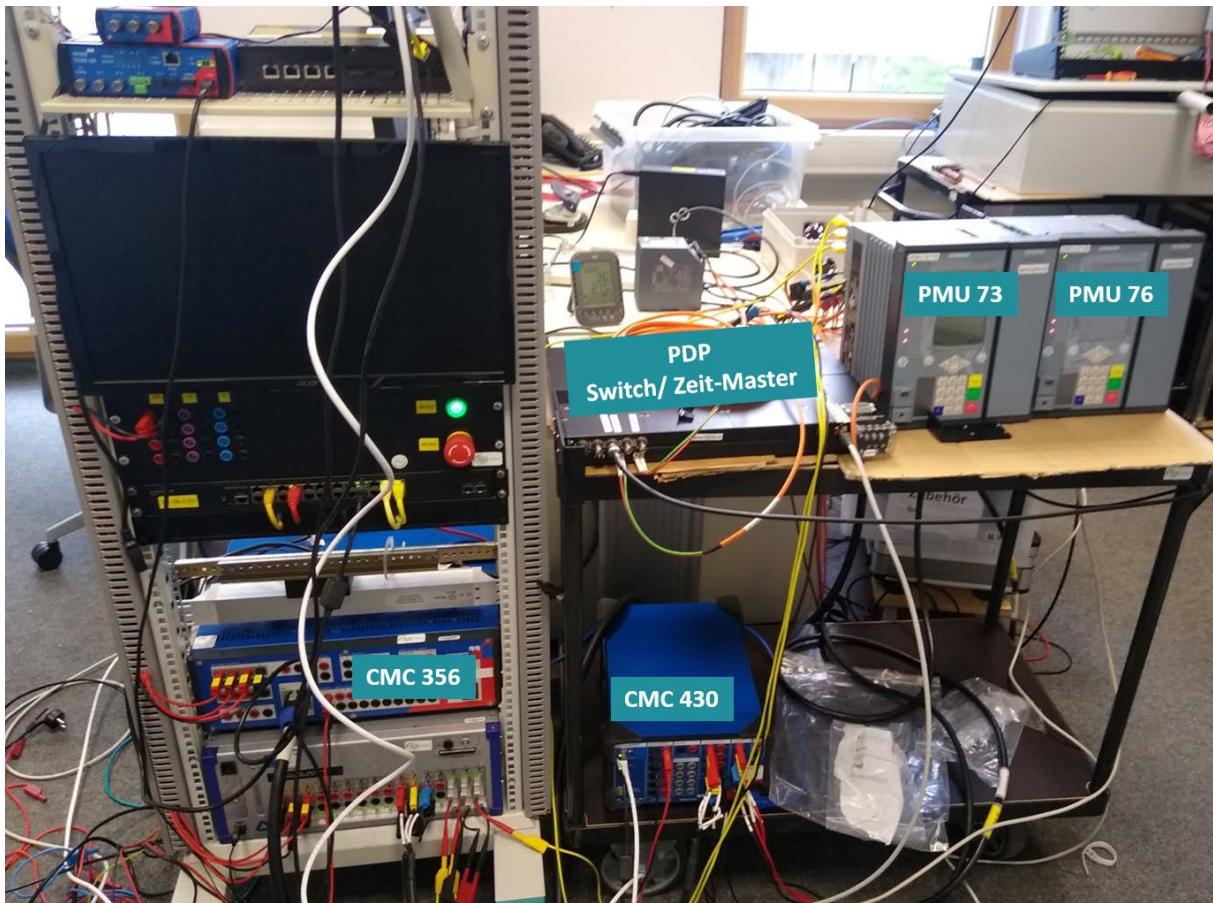


Bild 1 Aufbau Testprüfstand für den Adaptivschutz

Die weiteren Arbeiten des TP 7 zu den Prüfungen finden in den beiden Arbeitspaketen 7.2 (Testumgebungen) und 7.3 (Technologieprüfung) statt. Die Konzepte für die einzelnen Piloten werden hierfür in AP 7.2 in Testfällen und Testumgebungen detaillierter beschrieben und anschließend in AP 7.3 als reale Prüfungen durchgeführt. In gleicher Weise wie die Piloten weiter detaillierter beschrieben werden bezüglich Aufstellungsort, Ausführungsplanung und Betriebskonzepte, so werden auch die Prüfungen für die Piloten detaillierter beschrieben. Die Beschreibung der Testfälle für die Piloten wird im Meilensteindokument 7.2.1 veranschaulicht. Eine Überprüfung, wie alle Piloten im systemischen Zusammenspiel funktionieren, durch die Evaluationsplattform von AP 2.3 sowie durch das Digitale Abbild in TP 4 ist angedacht und wird auch von Seiten des TP 7 weiterverfolgt.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Gregor Brammer
 Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
 Dipl.-Ing. (BA) Martin Zanner

enera – Teilprojekt: Simulation und Bewertung effizienter Betriebskonzepte für aktive Verteilnetze

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.01.2017 – 31.03.2021

Als Teil des Förderprogramms des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) „SINTEG – Schaufenster Intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ wird im Projekt enera untersucht, wie zukunftsfähige Energiesysteme großflächig eingesetzt werden können. Das Projekt adressiert dabei die Themenschwerpunkte zukünftige Stromnetze und regionale Strommärkte. In Zusammenarbeit mit 31 weiteren Konsortialpartnern leistet die FGH im Rahmen von enera einen wichtigen Beitrag zur Entwicklung und Erprobung von Konzepten zur Ausgestaltung zukünftiger Stromnetze sowie wirtschaftlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen.

Motivation und Zielsetzung

Die Nutzung der deutschen Stromnetze ist im Wandel. Neuartige innovative Netznutzer wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen erhöhen die Stromnachfrage in dicht besiedelten Regionen, Erneuerbare-Energie-Anlagen führen in schwächer besiedelten Netzgebieten zu steigender Nachfrage. All das führt zu einer zunehmenden Belastung der Netze. Gegenüber einer klassischen und investitionsintensiven Netzverstärkung werden aktuell eine Vielzahl von innovativen Lösungsansätzen diskutiert, die diese Herausforderungen adressieren.

Im Rahmen des Projektes enera werden verschiedene derartige Lösungen entworfen. Darüber hinaus werden eine Reihe von Demonstrationsvorhaben in einer Modellregion in Niedersachsen erprobt. Inhaltlicher Kern ist dabei die Erkennung und Behebung von temporär auftretenden Netzengpässen durch steuernden oder regelnden Eingriff im Netz und – soweit möglich marktbasierter – beim Kunden. Dies wird auch als aktiver Netzbetrieb bezeichnet. Eine Grundvoraussetzung hierfür ist die Modernisierung und Digitalisierung der Netzinfrastruktur. Dazu werden im Projekt eine Reihe innovativer Netzkomponenten, Verfahren und Prozesse erprobt, etwa zur Erfassung und Verwaltung umfangreicher Datenmengen der Messgeräte oder zur Ansteuerung von Betriebsmitteln. Die verfügbare Anpassung des Leistungsbezugs bzw. der Leistungseinspeisung von Kundenanlagen wird auch als Flexibilität bezeichnet. Um zusätzliche Flexibilitätspotentiale von dezentralen Erzeugungsanlagen, Verbrauchern und Energiespeichern anzureizen und eine volkswirtschaftlich kosteneffiziente Behebung von auftretenden Engpässen zu gewährleisten, wird eine regionale Marktplattform entwickelt – der sogenannte Flexibilitätsmarkt.

Ziele und Tätigkeiten der FGH

Die FGH beteiligt sich mit der Entwicklung verschiedener Simulationsmodelle zum aktiven Netzbetrieb sowie zur Abbildung des marktorientierten Verhaltens von Netzkunden am Projekt. Zur Beschreibung der Simulation des aktiven Netzbetriebs wird auf [4] sowie auf [1] verwiesen. Neue Erkenntnisse bei der Simulation des Kundenverhaltens werden nachfolgend vorgestellt.

Zudem war ein wesentlicher Schwerpunkt der FGH im Jahre 2020 die Untersuchung des aktiven Netzbetriebs für zukünftige Szenarien und für verschiedene Verteilnetze in ganz Deutschland. Erkenntnisse aus diesen Untersuchungen werden ebenfalls nachfolgend vorgestellt.

Entwicklung eines Verfahrens zur Simulation des marktorientierten Verhaltens aktiver Netznutzer

Durch einen steigenden Anteil flexibler Anlagen sowie der Flexibilisierung bereits bestehender Anlagen im Verteilnetz ist zukünftig eine Teilnahme dieser Anlagen an den Strommärkten zu erwarten. Das Kundenverhalten ist dann zunehmend nicht mehr nur durch Primärenergiedargebot und den die Last bestimmenden typischen Verbrauchsprozessen bestimmt, sondern auch durch Marktpreise. Die Unsicherheit bzgl. des

Kundenverhaltens wird zusätzlich verschärft, wenn der Netzbetreiber zur Behandlung von Netzrestriktion an einem regionalen Flexibilitätsmarkt wirkt, der in Wechselwirkung zu überregionalen Märkten steht. Durch die Möglichkeit der parallelen Vermarktung an beiden Märkten kann für Markakteure ein Anreiz entstehen, ihre derzeitige – oder die aus heutiger Sicht zu erwartende – Vermarktungsstrategie auf den überregionalen Strommarkt zu ändern, um lokale Netzengpässe zu beeinflussen und somit ihre Einnahmen am Flexibilitätsmarkt zu maximieren. Um Gegenmaßnahmen ergreifen zu können, müssen die Netzbetreiber in der Lage sein, dieses potenzielle strategische Bieterverhalten zu überwachen oder sogar vorherzusagen. Eine Verallgemeinerung des flexiblen Bieterverhaltens ist jedoch aufgrund der hohen Komplexität bzgl. Marktmechanismen, Kundenverhalten und zahlreicher Netznutzungssituationen nicht möglich.

Für die Planung und den Betrieb zukünftiger Verteilnetze müssen daher alle diese Aspekte detailliert modelliert und berücksichtigt werden. Dazu wurde im Beitrag der FGH im Rahmen von enera ein Modell zur Simulation des zukünftigen Netzkundenverhaltens entwickelt. Mit Hilfe dieses Modells können dabei folgende Punkte abgebildet werden:

- die Abbildung der veränderten Kundenstruktur durch die Flexibilisierung bestehender Anlagen sowie innovativer Netzkunden durch Sektorenkopplung,
- die Prognose der Netznutzung für die Betriebsplanung in einem aktivem Verteilnetz unter Berücksichtigung zunehmender Teilnahme an überregionalen Strommärkten und dem regionalen Flexibilitätsmarkt,
- und die Erkennung von individuellem netzengpassverschärfenden Kundenverhalten.

Im Gegensatz zu einem überregionalen Markt entstehen für Markakteure an einem regionalen Flexibilitätsmarkt Preisanreize, die durch lokale Netzstrukturen und durch Wechselwirkungen mit anderen Marktteakten charakterisiert sind. Diese lokalen Preisanreize beeinflussen das Verhalten flexibler Erzeuger und Verbraucher im Netz. Gleichzeitig sind jedoch Nachfrage, Angebot und somit Preisbildung am lokalen Flexibilitätsmarkt stark von lokaler Netzstruktur und Flexibilitätsliquidität abhängig. Das bedeutet, dass das Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten flexibler Netzkunden in gegenseitiger Wechselwirkung zum resultierenden Preis am Flexibilitätsmarkt steht. Durch den direkten Einfluss der Marktteilnehmer auf die Preisbildung des Flexibilitätsmarktes können über strategisches Bieten (z.B. Inc-Dec Gaming) die Erlöse einzelner Akteure gesteigert werden. Strategisches Bietverhalten erhöht die Gesamtsystemkosten und kann zu einer Gefährdung der Netzsicherheit führen. Daher gilt es, dieses Verhalten zu prognostizieren, um präventiv Gegenmaßnahmen einleiten zu können. Aufgrund der heterogenen Landschaft deutscher Verteilnetze und der unterschiedlichen Ausprägung unterschiedlicher Netzkundendurchdringungen ist eine generalisierte Ableitung des Kundenverhaltens nicht möglich. Vielmehr müssen diese individuell im Kontext ihrer Systemumgebung betrachtet und simuliert werden. Dabei ist insbesondere auch die Berücksichtigung der individuellen Verbrauchsprozesse, oder bei Erzeugungseinheiten, das lokale Primärdargebot zu berücksichtigen.

Um das Verhalten der einzelnen Netzkunden und die Interaktionen miteinander sowie mit dem Verteilnetzbetreiber abbilden zu können, wurde ein auf Lernverfahren basiertes Multi-Agenten-System implementiert. Multi-Agenten-Systeme bieten die Möglichkeit komplexe Probleme zu lösen, indem sie in kleinere Teilaufgaben unterteilt werden. Die Teilaufgaben werden autonomen Agenten zugeordnet. Jeder Agent lernt dabei in Abhängigkeit von vielfältigen endogenen und exogenen Einflüssen aus seiner Systemumwelt, welche Maßnahmen er zur Erreichung seiner Ziele ergreift. Die Agenten müssen miteinander konkurrieren oder kooperieren, um das aus ihrer Sicht beste Gesamtergebnis zu erzielen [4].

Das entwickelte Modell wurde anhand eines synthetischen Mittelspannungsnetzes getestet. Zunächst soll anhand der Simulation des spot-marktorientierten Verhaltens der Agenten die Funktionsweise des Verfahrens plausibilisiert werden. Dazu ist im Folgenden eine detaillierte Ergebnisdarstellung eines E-Mobilitäts-

agentens dargestellt. Ziel des Agenten ist das Erlernen einer kostenminimalen Ladestrategie, unter Berücksichtigung der Mobilitätsnutzung und Standzeiten des Fahrzeuges. Bild 1 zeigt den Spotmarktpreisverlauf, die Batteriefüllstandsprofile vor (blau) und nach optimierter Ladestrategie (gelb) und die kumulierten Ladekosten. Graue Bereiche markieren die Nutzungszeit des Fahrzeuges. Die Ergebnisse zeigen, dass der Agent in der Lage ist eine Strategie zu erlernen, um seine Ladekosten zu minimieren. Im ungesteuerten Fall (blau) wird das E-Fahrzeug nach jeder Nutzung sofort geladen. Bei der erlernten Ladestrategie werden Batteriereserven effizienter genutzt, um an günstigen Spotmarktpreisen zu laden.

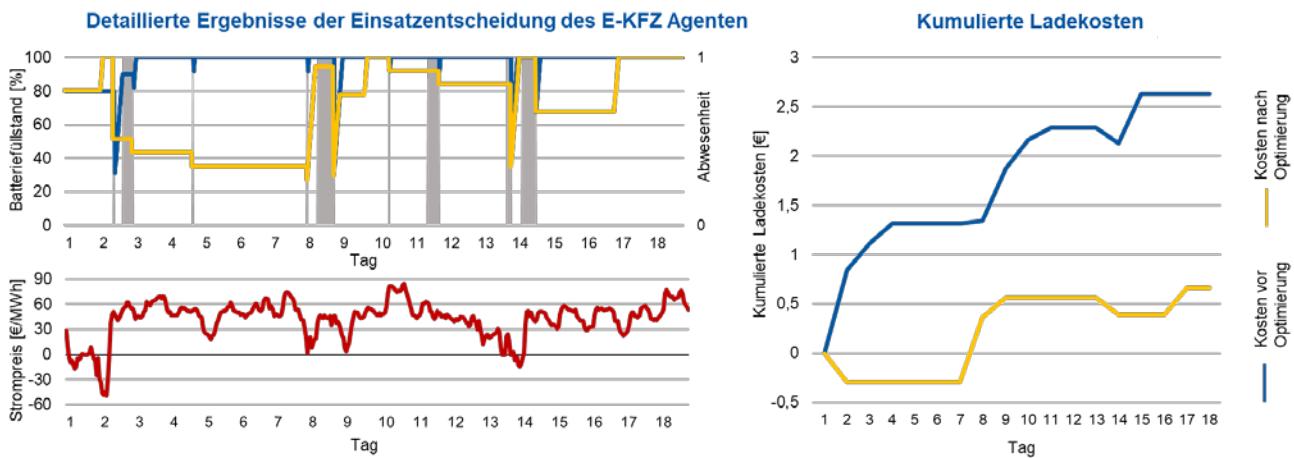


Bild 1 Batteriespeicherprofile und Sportmarktpreisverlauf (links), kumulierte Ladekosten (rechts)

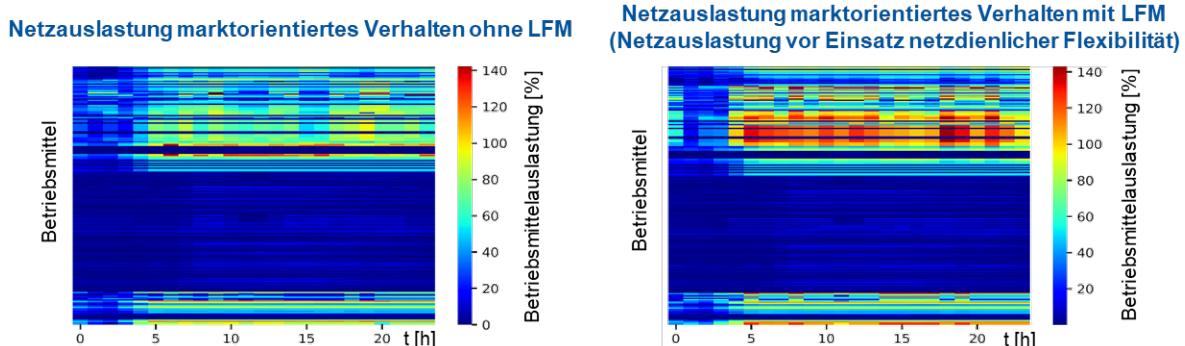


Bild 2 Netzauslastung nach Lernprozess bei Vermarktungsmöglichkeit am Spotmarkt (links) und Netzauslastung nach Lernprozess bei Vermarktungsmöglichkeit am Spot- und Flexmarkt (rechts)

In einem zweiten Schritt wurde die Simulation um einen lokalen Flexibilitätsmarkt erweitert. Bild 2 zeigt die Ergebnisse nach Abschluss des Lernprozesses der Agenten für einen ausgewählten Tag des Testzeitraumes. Die Abbildung zeigt links die Netzauslastung bei einem rein spot-marktorientiertem Verhalten der Agenten und rechts unter Berücksichtigung des lokalen Flexibilitätsmarktes. Bei der Simulation der Agenten mit alleiniger Betrachtung des Spotmarktes ist an einigen Netzbetriebsmitteln eine erhöhte Auslastung – und im Einzelfall auch Überlastung – zu beobachten. Die Ergebnisse mit dem Flexibilitätsmarkt zeigen im Vergleich punktuell signifikant höhere Netzauslastungen und Überlastungen auf. Es wird ersichtlich, dass die flexiblen Agenten lernen die Netzauslastungen zu antizipieren. In Zeiten von drohenden Netzengpässen verstärken oder erzeugen sie diesen mit ihrem Verhalten, um die Erlöse am Flexibilitätsmarkt zu erhöhen. Aus Sicht der Agenten konnte somit eine Maximierung ihrer Belohnung erreicht werden. Die Darstellung beider Ergebnisse verdeutlicht, dass eine erhöhte Netzauslastung sich nicht allein über ein verändertes Verhalten der Flexibilitäten durch Spotmarktpreisanreize erklären lässt. Häufig kann in Wechselwirkungen

mit exogenen Größen, wie z.B. bereits bestehende hohe Netzauslastung, der zeitlichen Liquidität am Flexmarkt und der lokalen Netzstruktur, das Verhalten der Flexibilitäten an einem Flexmarkt zu einer Verstärkung der Netzengpässe mittels Gaming führen.

Die Ergebnisse zeigen, dass das entwickelte Modell in der Lage ist, das zukünftige Netzkundenverhalten individuell und unter Berücksichtigung lokaler Netzstrukturcharakteristiken zu simulieren. Unter Voraussetzung geeigneter technischer und regulatorischer Rahmenbedingungen, kann das verstärkt marktpreisorientierte Kundenverhalten zukünftig zu einer veränderten Netznutzung und durch Bieterstrategien – bei gleichbleibender Netzdimensionierung – zu vermehrten Engpässen und höheren Systemkosten führen.

Das entwickelte Verfahren kann insbesondere als Hilfestellung für die Netzplanung Anwendung finden. Mittels der Simulation des veränderten Kundenverhaltens kann die Ausbauentscheidung hinsichtlich ihrer Effizienz bewertet werden. Das Verfahren kann außerdem dazu beitragen marktbasierter Flexibilitätskonzepte zu untersuchen und deren Wirksamkeit neu zu bewerten und bietet somit eine Möglichkeit über regulatorische Änderungen, gezielt Bieterverhalten zu unterbinden.

Übertragung der Ergebnisse eines aktiven Netzbetriebs auf gesamtdeutsche Regionen

Die deutschen Verteilnetze und ihre Versorgungsaufgabe unterscheiden sich stark voneinander. Lastintensiven dicht besiedelten Regionen stehen seit jeher ländlichen Regionen mit schwacher Stromnachfrage gegenüber. Vor allem in ländlichen Regionen gibt es jedoch eine deutliche Zunahme installierter Leistung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen zu verzeichnen.

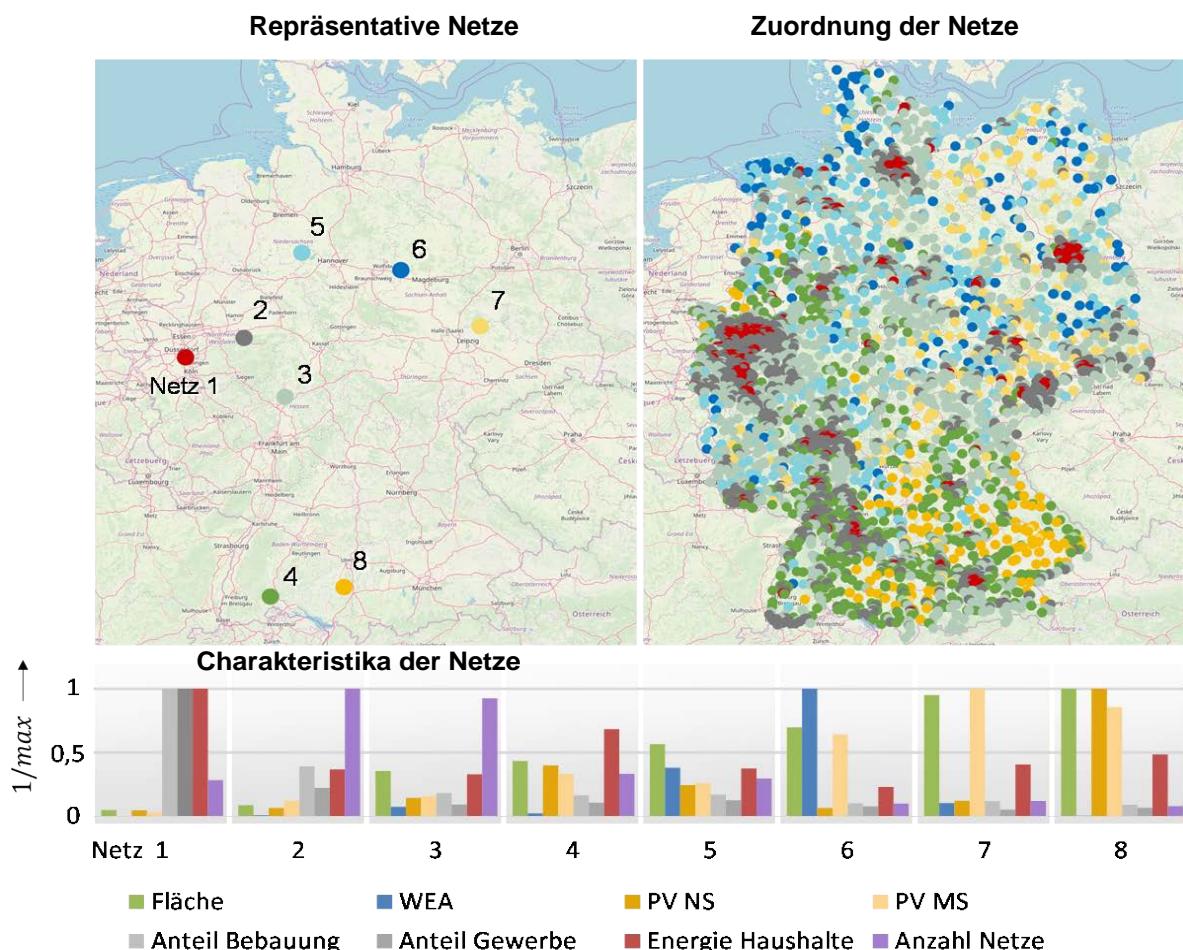


Bild 3 Oben links: Repräsentative Netze der Cluster, oben rechts: Zuordnung der Netze zu den Clustern, unten: Charakteristika der repräsentativen Netze (Quelle: OpenStreetMaps)

Auch ist zukünftig mit einer zunehmenden Stromnachfrage durch neue Verbraucher im Wärme- und Verkehrssektor zu rechnen. Um eine übergreifende Bewertung der im Rahmen von enera entwickelten konzeptionellen und technischen Lösungen zu ermöglichen, sind über die Modellregion hinausgehende Studien erforderlich. Diese können die entwickelten Lösungen auf ein gesamtdeutsches System übertragen und dabei die regionalen Besonderheiten mitberücksichtigen.

Für diese übergreifenden Untersuchungen sind Netzmodelle notwendig, die neben der Netztopologie auch die Kundenstruktur sowie deren Verhalten abbilden. Durch einen Beitrag der FGH wurden deshalb auf Basis der enera-Szenarien des Öko-Instituts repräsentative Verteilnetze erstellt [3]. Diese Netze wurden u.a. im letztjährigen Jahresbericht bereits vorgestellt. Das nachfolgende Bild zeigt eine Übersicht der abgeleiteten acht repräsentativen Netzregionen sowie deren Ausprägung.

Auf Basis dieser Netze sollen die Auswirkungen eines aktiven Verteilnetzbetriebs für Verteilnetze in ganz Deutschland quantifiziert werden. Besonders der Einfluss netzspezifischer und regionaler Besonderheiten hinsichtlich auftretender Engpässe und Anpassungsmaßnahmen, die zu deren Behebung geeignet sind, werden so abgeleitet. Erste Ergebnisse aus dieser Systemstudie werden nachfolgend vorgestellt.

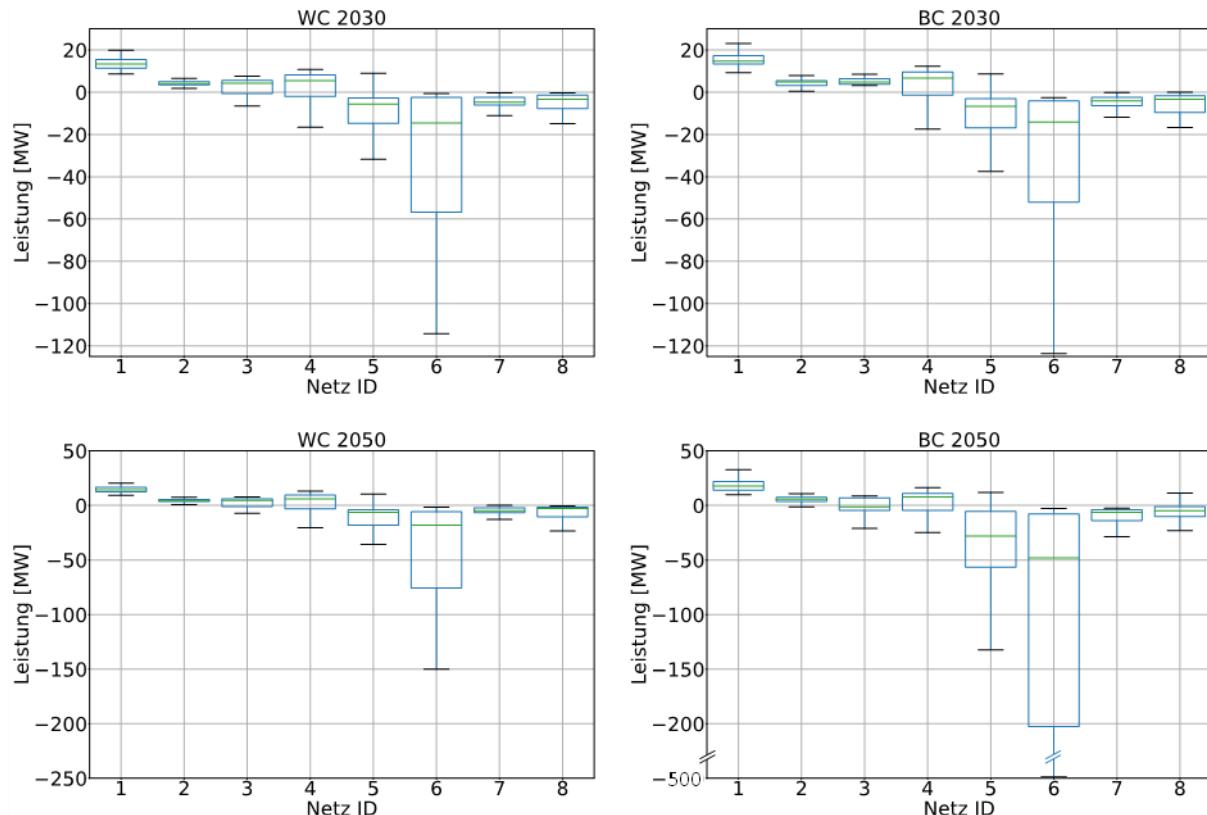


Bild 4 Leistungsflüsse über HS/MS-Umspannstationen, Auswertung stündlicher Mittelwerte eines Jahres

Zunächst wird in Bild 4 eine Auswertung der Leistungsflüsse über die HS/MS-Umspannstationen für alle Netze für die Jahre 2030 und 2050 gezeigt. Gegenübergestellt werden jeweils die *enera Best Case (BC)* und *enera Worst Case (WC)* Szenarien. Das BC-Szenario zeichnet sich durch einen hohen Grad flexibler Netznutzung aus. Dieser geht einher mit einem starken Anstieg von EE-Erzeugung, Batteriespeichern und innovativer Netznutzung. Das WC-Szenario entspricht hingegen einer weitestgehenden Fortschreibung der heutigen Entwicklung von Lasten und Erzeugungsanlagen. Die Box-Plot-Diagramme zeigen an den Whisker jeweils die Maximalwerte und in den Boxen die mittleren 50 % der Daten. Positive Werte sind hierbei als Nettoleistungsbezug des Netzes zu verstehen. Zu sehen ist, dass in den *enera Best Case* Szenarien sowohl

die rückgespeiste Energie in Starkeinspeisesituationen als auch die bezogene Energie in Starklastsituationen deutlich zunimmt. Zu erkennen sind zudem die Unterschiede in den jeweiligen Netzen. In städtischen und vorstädtischen Netzen (Netze 1 bis 4) nimmt die Last durch die Zunahme an Elektrokraftfahrzeugen sowie Wärmepumpen zu. In ausgedehnten ländlichen Netzen 5 und 6 sind höhere Rückspeisemengen zu verzeichnen, die durch den Zubau an EE-Anlagen begründet werden können. Das Netz 6 nimmt hierbei aufgrund der hohen Anzahl an Windenergieanlagen eine Sonderrolle ein.

Nachfolgend werden die Ergebnisse durch Anwendung des Verfahrens zur Simulation des aktiven Netzbetriebs vorgestellt. Dabei greifen Netzbetreiber auf Flexibilität vom Flexibilitätsmarkt zu, um kritische Netzzustände zu beheben. Dazu wurde angenommen, dass Flexibilitäten aufgrund von Verschiebepotentialen bei der Aufladung von Elektrofahrzeugen, der Nutzung von Wärmepumpen und Heimspeichern anteilig zu 50 % ihrer Maximalleistung zu Verfügung stehen. Darüber hinaus wird auch eine Anpassung der Leistung der EE-Anlagen als marktseitige Flexibilität betrachtet. Dies erfolgt, aufgrund der unsicheren Einspeiseprognose zum Zeitpunkt der Angebote, mit einem pauschalen Abschlag und somit nur in Höhe von 50 % der zu dem Zeitpunkt prognostizierten Einspeisung. Zudem wird der Einspeisevorrang der EE-Anlagen berücksichtigt. Flexibilitätsprodukte auf Basis von abgeregelter EE-Erzeugungsleistung werden daher mit einem pauschalen Kostenfaktor von 3 beaufschlagt. Weiterhin wird die vollständige Abregelung der EE-Anlagen als nachgelagerte Notfallmaßnahme berücksichtigt, die im Falle nicht hinreichender Flexibilitätsprodukte die Netzsicherheit gewährleistet.

Für alle Netze und Szenarien werden Prognosezeitreihen für die Dimensionen Last, Windenergie und Photovoltaik erstellt. Diese dienen als Eingangsgröße für die Netzbetriebssimulation. Um den Einfluss der Vorlaufzeiten der Betriebsplanung zu untersuchen und so den Effekt verschiedener Marktzeitpunkte der Flexibilitätsmärkte zu bewerten, wurden zwei Prognosen für verschiedene Prognosegüten und -horizonte erstellt und betrachtet. Eine Prognose höherer Güte mit einer durchschnittlichen Wurzel der Summe der mittleren Fehlerquadrate (*root-mean-square-error*, RMSE) von 3,8 % (entspricht einem sehr kurzfristigen Prognosehorizont typischerweise < 1 h) sowie eine Prognose niedrigerer Güte mit einem durchschnittlichen RMSE von 9 % (entspricht etwa einem Prognosehorizont von wenigen Stunden). Aus Prognosefehlern resultieren Abweichungen der auftretenden Spannungen und Ströme im Netz, die der Netzbetreiber zur Gewährleistung der Netzsicherheit mitberücksichtigen muss (vgl. [4]). Dazu wird ein Sicherheitsniveau von 90 % unterstellt. Das heißt, dass der Netzbetreiber im Zuge der betrachteten Betriebsplanung 90 % aller möglichen Netzzustände berücksichtigt und nur die kritischsten 10 % erst im Rahmen nachgelagerter Betriebsprozesse adressiert werden.

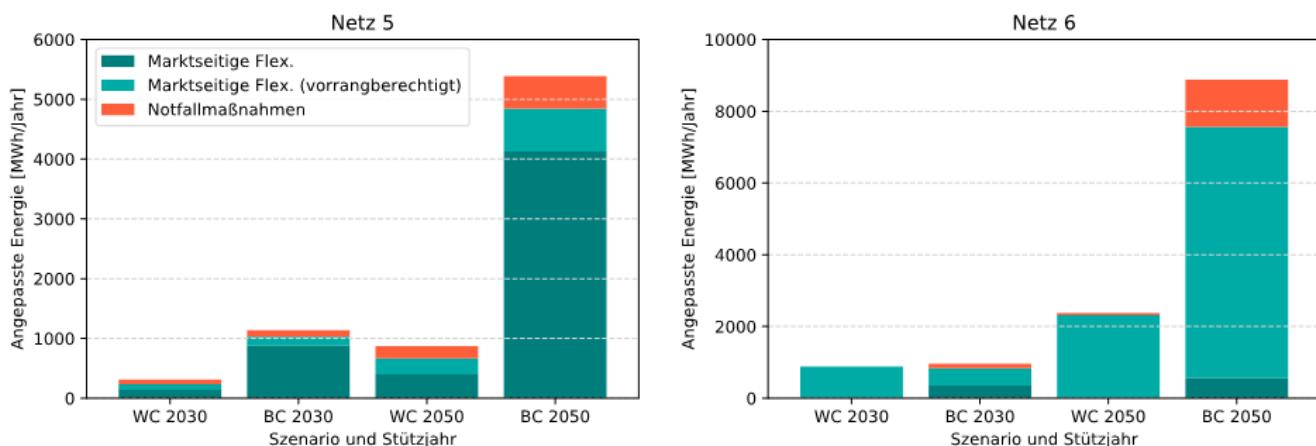


Bild 5 Umfang angepasster Energie nach Typ für die Netze 5 und 6 (Sicherheitsniveau: 90 %, Zeitraum: 1 Jahr)

Bild 5 zeigt die im simulierten Jahreslauf kontrahierten Mengen an Flexibilitätsprodukten, die zur Beseitigung zu erwartender Netzengpässe notwendig sind. Diese sind nach vorrangberechtigter Erzeugungsleistung aus EE-Anlagen und sonstigen marktseitigen Flexibilitäten getrennt dargestellt. Zudem wird der Einsatz nachrangiger Notfallmaßnahmen ausgewiesen. Betrachtet werden das durchschnittlich ausgeprägte Netz 5 sowie das ländliche, ausgedehnte und windintensive Netz 6 für die Jahre 2030 und 2050 jeweils für die WC- und BC-Szenarien. Die Untersuchung basiert auf einem Prognosehorizont $< 1 \text{ h}$.

Zunächst ist für beide Netze im BC-Szenario für das Jahr 2050 ein erheblicher Mehrbedarf an netzbetrieblichen Anpassungsmaßnahmen festzustellen. Dies ist insbesondere auf den massiven Ausbau der EE-Anlagen aber auch durch den Zubau an neuartigen Lasten zurückzuführen. Für das Netz 5 zeigt sich, dass der überwiegende Bedarf an Maßnahmen gedeckt werden kann, ohne auf Flexibilität von erneuerbaren Energien zurückzugreifen. Der Anteil an Flexibilität, der technisch ein Abregeln der vorrangberechtigten Erzeugungsleistung auf Basis von EE-Anlagen erfordert, ist hingegen gering. Dies gilt insbesondere für die BC-Szenarien.

Durch die Unterschiede der Netznutzung und Netztopologie ergeben sich je nach Netz stark unterschiedliche Bedarfe an Anpassungsmaßnahmen. So ist im windgetriebenen ländlichen Netz 6 der Anteil an vorrangberechtigten Flexibilitäten deutlich höher – aus dem einfachen Grund, dass hier keine hinreichenden alternativen Flexibilitätspotentiale verfügbar sind.

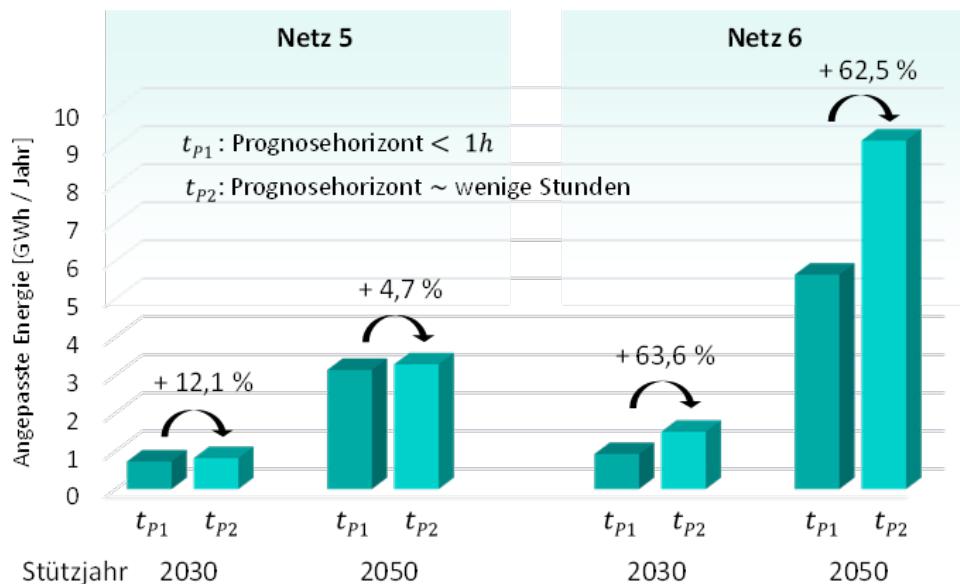


Bild 6 Notwendige Wirkleistungs-Anpassungsmaßnahmen in Abhängigkeit des Prognosehorizonts, Durchschnitt über beide betrachtete Szenarien (Sicherheitsniveau: 90 %, Zeitraum: 1 Jahr)

Bild 6 zeigt zusammenfassend für beide hier betrachteten Netze durchschnittlich über beide betrachteten Szenarien die angepasste Energie für den gesamten Jahreslauf. Gegenübergestellt werden dabei die Vorlaufzeiten der Betriebsplanung von $t < 1 \text{ h}$ sowie von t im Bereich weniger Stunden. Es fällt auf, dass der Prognosehorizont bereits im Stützjahr 2030 einen erheblichen Einfluss auf den Umfang umzusetzender Maßnahmen hat. Dies gilt insbesondere für Netze mit hohen Anteilen dargebotsabhängiger EE-Erzeugung. Während im durchmischt genutzten Netz 5 eine vergleichsweise geringe Zunahme der notwendigen Anpassungsmaßnahmen festzustellen ist, fällt die Zunahme beim windgeprägten Netz 6 mit über 60 % sehr deutlich aus.

Bei der Übertragung der enera-Lösungen auf Deutschland kann somit gesagt werden, dass eine kurze Zeitspanne zwischen Kontrahierung und Abruf der Flexibilitäten vorteilhaft ist. Dadurch kann eine geringere

Menge an durchzuführenden Anpassungsmaßnahmen erreicht werden. Besonders in Netzen mit hohen Anteilen volatiler Erzeugung ist dieser Effekt stark ausgeprägt.

Literatur

- [1] P. Pfeifer, J. Tran, S. Krahl, A. Moser: Modelling of uncertainty for smart grid congestion management. CIRED 2020 Workshop, Berlin, 2020
- [2] J. Tran, P. Pfeifer, K. Berch, S. Krahl, A. Moser: A deep reinforcement learning approach for simulating the strategic bidding behavior of distributed flexibilities in smart markets. CIRED 2020 Workshop, Berlin, 2020
- [3] P. Pfeifer, J. Tran, M. Berns, S. Krahl, A. Moser: Modellierung robuster repräsentativer synthetischer Mittelspannungsnetze. 16. Symposium Energieinnovation, Graz/Österreich, 2020
- [4] FGH: Jahresbericht 2019

Ansprechpartner FGH ▪ M. Sc. Pascal Pfeifer
M. Sc. Jacob Tran

CableCop – Diagnose-Guide zur Behandlung der Auswirkungen von Verkabelung im deutschen Höchstspannungsnetz

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.09.2018 – 31.08.2021

Das Projekt CableCoP, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), erarbeitet Handlungsempfehlungen für eine beschleunigte Netzplanung auf Höchstspannungsebene im Kontext zunehmender Verkabelung sowie deren Auswirkungen. Das Konsortium setzt sich aus den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern und dem FGH e.V. zusammen.

Motivation und Zielsetzung

Im Forschungsprojekt CableCop werden reale Höchstspannungs-Netzbereiche hinsichtlich der aus Erdkabelzubau resultierenden Einflüsse auf die Netzcharakteristika modelliert und simuliert. Dabei stehen die Auswirkungen auf den Verlauf der frequenzabhängigen Netzimpedanz hinsichtlich der Verschiebung und Ausbildung von Resonanzen sowie Fragen der Ausbreitung transienter Überspannungen im Fokus. Die Auswirkungen durch zunehmende Kabel-Stromkreislängen, damit verbundene Risiken und Abhilfemaßnahmen werden ermittelt und diskutiert. Damit werden entsprechende systemtechnische Auswirkungen der Kabelstrecken für die Netzplanung und Kostenermittlung über einen Leitfaden verbessert.

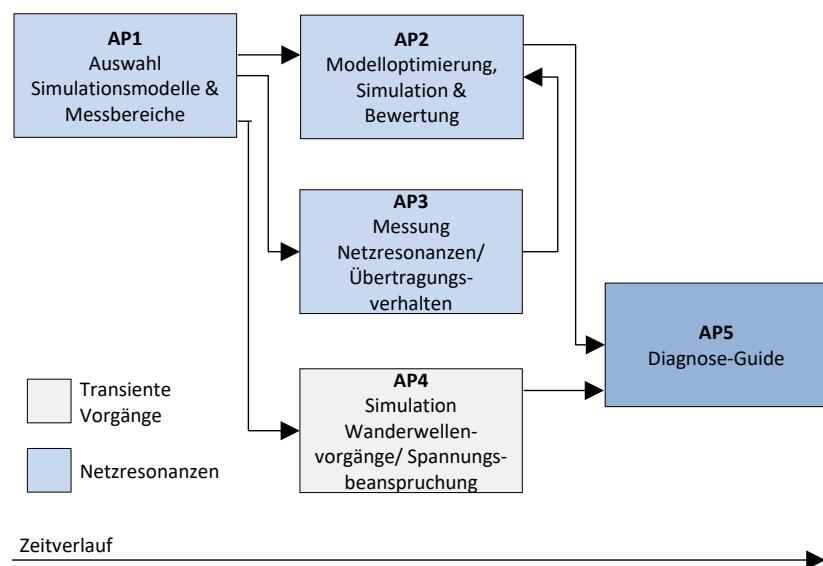


Bild 1 Arbeitspaketstruktur

Im Projekt ist die Bearbeitung von fünf Arbeitspaketen vorgesehen (vgl. Bild 1), wobei thematisch zwischen den parallel bearbeitbaren Themenfeldern Netzresonanzen und transienten Vorgängen unterschieden wird (s. AP2-4). Im Arbeitspaket 1 wurden zunächst die Grundlagen für die weiteren Arbeitspakte gelegt. Es wurde eine Auswahl der im Rahmen des Projekts für die Bewertung von Netzresonanzen weiterzuentwickelnden Simulationsmodelle durchgeführt. Diese sollen zur realitätsnahen Abbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz in Simulationswerkzeugen (AP2) relevant sein und soweit möglich anhand der ausgewählten Messorte auf Messdatenbasis validiert werden können. Die Messbarkeit der frequenzabhängigen Netzimpedanz stellt eine besondere Herausforderung im Projekt dar, da eine aktive Anregung durch entsprechendes Equipment aufgrund der vorhandenen hohen Spannungen wie auch der erforderlichen Leistungen praktisch ausscheidet. Daher werden vielversprechende Ansätze verfolgt, die die Ermittlung aus Ausgleichsvorgängen erlauben, die aus betrieblichen Schaltungen resultieren. Weiterhin wird eine Auswahl geeigneter Messobjekte für das Arbeitspaket 3 zur Messung von Netzresonanzen sowie dem frequenzabhängigen Übertragungsverhalten von Betriebsmitteln, insbesondere Kabeln erfolgen. Im Arbeitspaket 5

werden die aus den vorangegangenen Arbeitspaketen hervorgegangenen Erkenntnisse abschließend im Rahmen eines „Diagnose-Guides“ gebündelt.

AP 2 – Simulation, Modelloptimierung und Bewertung zu Netzresonanzen

Die Arbeiten fokussieren sich zum einen auf die geeignete Abbildung der einzelnen Netzkomponenten im Rahmen der simulativen Ermittlung der Netzimpedanz. In der Literatur steht hierfür eine Vielzahl unterschiedlicher Modelle mit verschiedenem Detailgrad zur Verfügung. Diese werden auf Eignung geprüft und anschließend mittels der in Arbeitspaket 3 ermittelten frequenzabhängigen Messwerte optimiert. Neben der Modellierung der einzelnen Betriebsmittel steht die Weiterentwicklung der simulativen Methode zur Ermittlung der Netzimpedanz im Vordergrund (vgl. Bild 2).

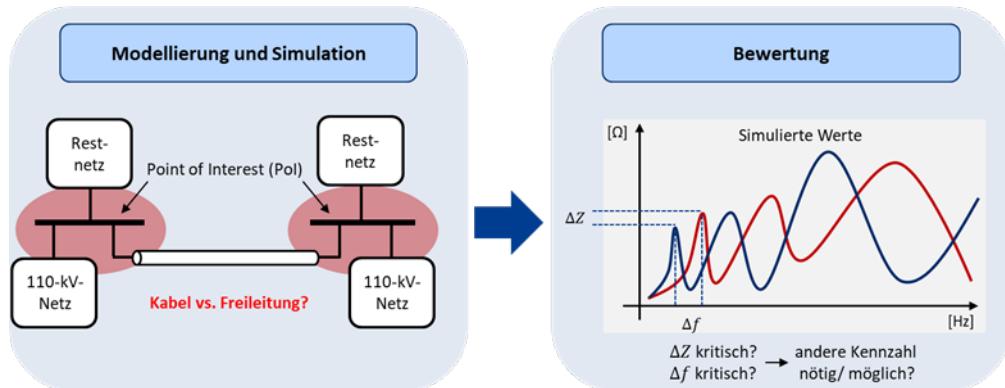


Bild 2 Simulative Ermittlung der Netzimpedanz

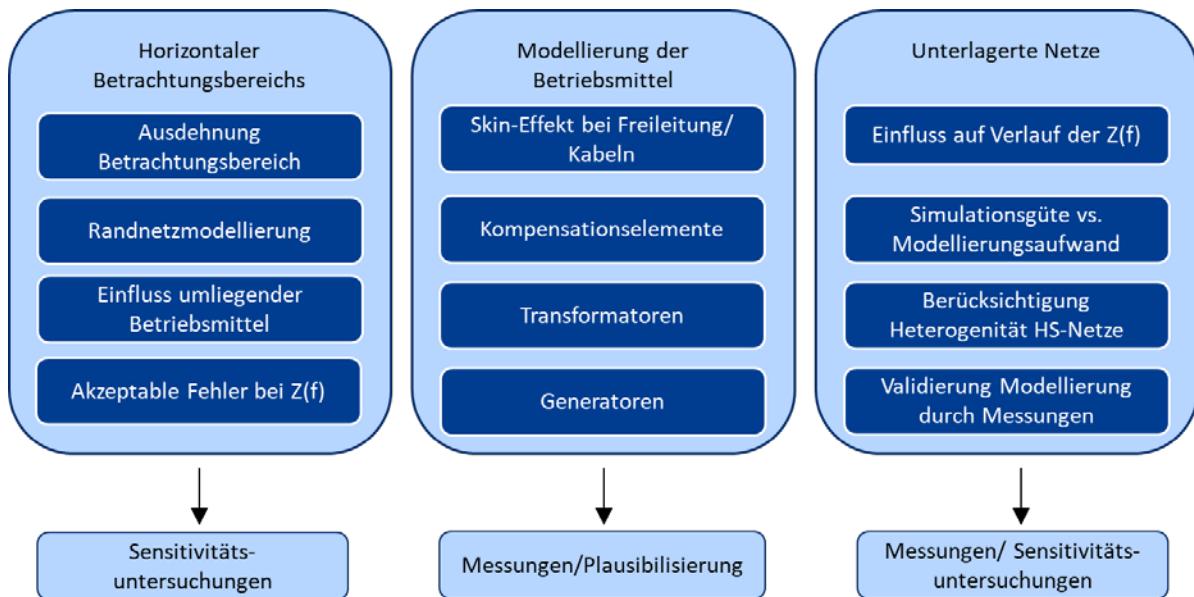


Bild 3 Schwerpunkte Arbeitspaket 2

Neben der Komponentenabbildung spielen insbesondere die notwendige Ausdehnung des horizontalen und vertikalen Betrachtungsbereich sowie die geeignete Abbildung der Randnetze des relevanten Netzbereiches eine wichtige Rolle (vgl. Bild 3). Die horizontale Ausdehnung beschreibt die im Detail zu berücksichtigenden Netzkomponenten in der Spannungsebene des zu untersuchenden Verkabelungsprojektes, während der vertikale Betrachtungsbereich die unterlagerten Netzebenen beschreibt. Für beide Bereiche gilt es, einen geeigneten Kompromiss zwischen einer möglichst realitätsnahen Impedanzabbildung

und einer Komplexitätsreduktion, welche die Anwendung der Methoden in der Praxis ermöglicht, zu ermitteln.

Im Zuge des Projektes konnten bereits verschiedene Komponentenmodelle auf Basis des in der Literatur beschriebenen Verhaltens sowie auf Basis von Vergleichssimulationen in EMT-fähigen Simulationsprogrammen plausibilisiert werden. Hier sei beispielsweise der dreiphasige 2-Wicklungstransformator angeführt, für den sich Abweichungen von deutlich unter einem Prozent ergaben (vgl. Bild 4).

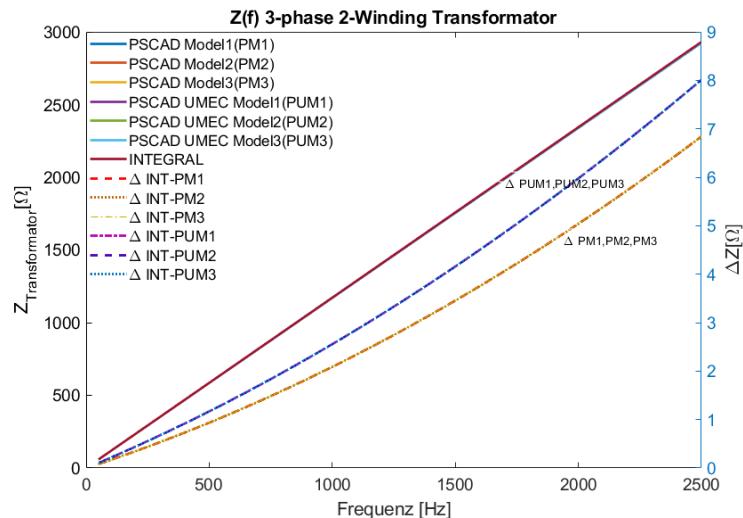


Bild 4 Plausibilisierung Transformatorverhalten

Die geeignete Modellierung des Kuppeltransformators ermöglicht eine hinreichend genaue Untersuchung des Einflusses unterlagerter Netzebenen auf die Netzimpedanz im Höchstspannungsnetz. Für ausgewählte Betriebsmittel werden im weiteren Projektverlauf die in Arbeitspaket 3 ermittelten realen frequenz-abhängigen Impedanzen dem Modellverhalten gegenübergestellt und wesentliche Erkenntnisse in die Modellierung eingespielt. Die Modelloptimierung erfolgt unter Berücksichtigung der in der Realität den Übertragungsnetzbetreibern tatsächlich zur Verfügung stehenden Daten, um eine praxistaugliche Modellierung sicherzustellen.

Für die Schwerpunkte *horizontaler Betrachtungsbereich* und *unterlagerte Netze* wurden bereits erste Sensitivitätsuntersuchungen durchgeführt. Auf Basis generischer, vereinfachter Netzmodelle der Höchstspannungsebene bzw. unter Berücksichtigung von Typnetzen zur Abbildung der unterlagerten Netzebenen sowie einer Analyse des Standes der Forschung konnten die relevanten Einflussfaktoren, welche in den weiteren Untersuchungen berücksichtigt werden müssen, ermittelt werden. Hieraus konnte ein detailliertes Untersuchungsprogramm entwickelt werden, welches als Grundlage zur Ableitung der für den Diagnose-Guide relevanten Handlungsempfehlungen dient.

Für die Abbildung des horizontalen Betrachtungsbereichs stehen hierbei zwei Fragestellungen im Vordergrund. Zum einen stellt sich die Frage der horizontalen Ausdehnung des im Detail zu betrachtenden Netzbereichs. Hierfür wird ein iteratives Vorgehen gewählt, welches den Betrachtungsbereich ausgehend vom Point-of-Interest (POI) kontinuierlich vergrößert, bis eine weitere Erweiterung keinen signifikanten Einfluss mehr auf die ermittelte Netzimpedanz hat. Die zweite Fragestellung betrifft die konkrete Abbildung der zu reduzierenden Randnetze. Hierfür kommen verschiedene Modellansätze in Frage, deren Anwendbarkeit im weiteren Verlauf des Projektes unter Berücksichtigung verschiedener Einflussfaktoren (z.B. betrachteter Frequenzbereich, elektrische Distanz zum Verkabelungsprojekt, Kabelanteil im zu reduzierenden Netzbereich) untersucht wird. Ziel der Abbildung des vertikalen Betrachtungsbereich ist es, ein

geeignetes Äquivalenzmodell der gesamten unterlagerten Netzebenen zu ermitteln. Grundsätzlich ist zu klären, ob der vertikale Bereich detailliert modelliert werden muss oder durch ein vereinfachtes Modell dargestellt werden kann. Diese beiden Optionen sind in Bild 5 schematisch dargestellt. Um die Komplexität gering zu halten, sollte das Äquivalenzmodell idealerweise wesentlich weniger Komponenten beinhalten als die ursprüngliche unterlagerte Netzebene. Der Einfluss des unterlagerten Netzes wird einerseits von der Entfernung zum POI und andererseits von der jeweiligen Struktur bestimmt.

Der vertikale Betrachtungsbereich fokussiert sich in diesem Projekt vor allem auf die 110-kV-Netzebene. Die strukturelle Heterogenität der Verteilnetze führt dabei zu einer potenziell stark unterschiedlichen Beeinflussung der Netzeimpedanz, je nach spezifischer Struktur. Hierbei muss eine Balance zwischen exakter Nachbildung der lokalen Versorgungsstruktur und einem möglichst generischen Vorgehen im zu entwickelnden Guide gefunden werden. Die Modellierung soll deshalb insbesondere unter Berücksichtigung tatsächlich verfügbarer Strukturparameter erfolgen und erfordert eine Sensitivitätsanalyse der vielfältigen Verteilnetzstrukturen.

Um den Einfluss des vertikalen Betrachtungsbereich bewerten zu können, wurden daher zunächst Einflussfaktoren für die Erstellung und Parametrierung von Äquivalenzmodellen definiert. Dies können beispielsweise der betrachtete Netznutzungsfall, das Lastmodell oder auch der Verkabelungsgrad des 110 kV-Netzes sein.

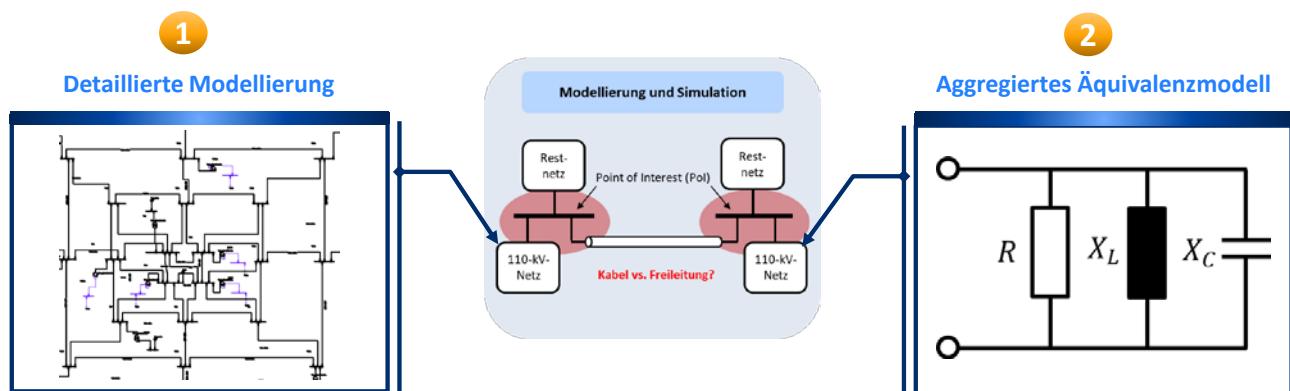


Bild 5 Optionen der Modellierung des vertikalen Betrachtungsbereich

Ausgehend von diesen Einflussfaktoren wurden geeignete Netzmodelle der 110 kV-Ebene recherchiert und zur weiteren Verarbeitung aufbereitet. Auf Basis der Einflussfaktoren und der Netzmodelle wurde anschließend ein detaillierter Simulationsplan aufgestellt, welcher die Bandbreite der Einflussfaktoren beachtet. Hiermit soll eine Quantifizierung der Relevanz der Einflussfaktoren ermöglicht werden. Mittels dieser systematischen Untersuchung soll herausgearbeitet werden, welche Modelle für die Abbildung der vertikalen Netzebene geeignet sind und welche Parameter hierfür bekannt sein müssen.

AP 3 – Messtechnische Analyse von Netzeimpedanzen und Oberschwingungspegeln und die Auswirkung auf die Netzresonanzen

In diesem Arbeitspaket soll ein Beitrag zur Optimierung der vorhandenen Simulationsmodelle durch messtechnische Untersuchungen geliefert werden. Dabei werden verschiedene Untersuchungsschwerpunkte verfolgt.

Der derzeitige Ist-Zustand der Oberschwingungsbelastung im HöS-Netz wurde durch die Messung von Oberschwingungsspannungen erfasst. Diese Oberschwingungspegel können hilfreich zur Abschätzung des möglichen Gefährdungspotentials durch Resonanzstellenverschiebungen in Folge eines zukünftigen Zubaus von Kabelstrecken sein. Die Erfassung der Pegel erfolgte über die bei den Übertragungsnetzbetreibern

installierten Power Quality Störschreibern und wurde, zur Abdeckung verschiedener Lastfälle und Systemzustände, über einen Zeitraum von mehreren Wochen durchgeführt. Zudem stehen weitere Messdaten aus einer früheren Oberschwingungsmessung der FGH als Vergleich zur Verfügung.

Weiterhin soll durch die detaillierte Vermessung der frequenzabhängigen Impedanz von bereits installierten 380 kV-Kabelsystemen die Basis geschaffen werden, um zukünftig den Einfluss der Kabel auf die Netzimpedanz genauer modellieren zu können.

Als dritter Schwerpunkt wird die Möglichkeit der messtechnischen Erfassung der frequenzabhängigen Netzimpedanz untersucht. Insbesondere wurde die Übertragbarkeit eines für Mittelspannungsnetze erprobten Verfahrens [1] auf die HöS-Ebene genauer betrachtet. Hierbei erfolgt eine Auswertung von betriebsüblichen Ausgleichsvorgängen, wie z.B. den Zuschaltvorgang einer Kapazität, bei dem eine breitbandige Anregung des Netzes auftritt. Das Verfahren ist in der Lage mit Hilfe der Spektralanalyse aus einem Messdatensatz von Spannungen und Ströme den frequenzabhängigen Verlauf des Betrages und der Phase der Netzimpedanz am Ort der Zuschaltung zu ermitteln.

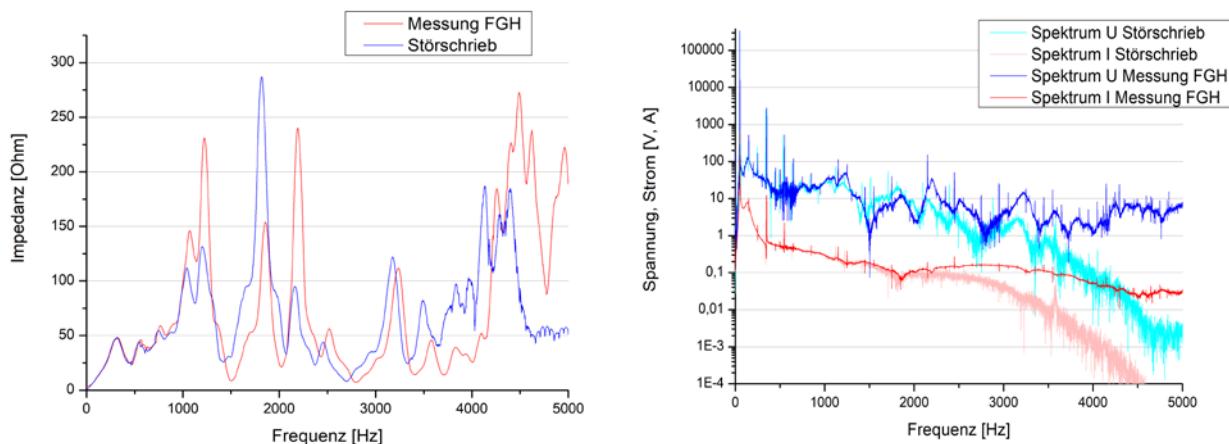


Bild 6 Auswertung der Messdaten derselben Schalthandlung anhand von unterschiedlichen Messquellen und Abweichungen oberhalb von 1kHz

Mit dem Auswerteverfahren war es möglich bereits vorhandene Messdatensätze von Ausgleichsvorgängen auszuwerten, die der FGH von den Projektpartnern zur Verfügung gestellt wurden. Dabei handelte es sich um Zuschaltvorgänge eines Transformators und mehrerer MSCDN-Anlagen (Mechanical Switched Capacitor with Damping Network) im Übertragungsnetz. Die Messdaten stammen teilweise aus eigenen Messungen der Netzbetreiber oder auch aus automatisch aufgezeichneten Störschrieben. Darüber hinaus konnte die FGH in Zusammenarbeit mit einem Projektpartner selbst mehrere Zuschaltvorgänge einer MSCDN-Anlage mit eigener Messtechnik aufzeichnen. Dabei konnten die Spannungen und Ströme am 380 kV-Knoten und an einem 110 kV-Abgang aufgezeichnet und zusätzlich eine Nullmessung zur Bestimmung des Rauschens durchgeführt werden. Durch den Ausgleichsvorgang auf der 380 kV-Spannungsebene erfolgt mit verringerter Stärke auch eine Systemanregung des unterlagerten 110 kV-Netzes. Trotz der geringeren Anregung war es möglich auch für den 110 kV-Abgang eine Auswertung der Impedanz bis etwa 1,5 kHz durchzuführen. Darüber hinaus heben sich die gemessenen Signale nicht deutlich genug von der Rauschgrenze ab. Betriebsbedingt konnte die Messung allerdings nur mit Hilfe von konventionellen Spannungswandlern, welche über dem Frequenzbereich mehrere Resonanzstellen aufweisen, durchgeführt werden. Hierdurch ergeben sich zwangsläufig gewisse Unsicherheiten bei der Auswertung der Ergebnisse. Ein Vergleich mit Messdaten aus zeitgleich aufgenommenen Störschriebdaten, welche über andere konventionelle Span-

nungswandler aufgenommen wurden, zeigte lediglich bis etwa 1 kHz eine gute Übereinstimmung der Auswertungsergebnisse. Im Frequenzbereich darüber ergaben sich mehr oder weniger starke Abweichungen der Auswertungsergebnisse (Bild 6). Oberhalb von 2 kHz zeigen zudem die Spektren der Störschriebaufzeichnungen eine starke Signaldämpfung, was vermutlich auf messtechnische Beschränkungen der Störschreiber im höheren Frequenzbereich zurückzuführen ist. Dies verdeutlicht noch einmal, dass für die Anwendung des beschriebenen Verfahrens optimale Voraussetzungen an Messtechnik und Messwandler gestellt werden müssen, um eine verlässliche Auswertung der Messdaten zu ermöglichen. Es wird daher angestrebt den Versuch zu wiederholen und dabei die Möglichkeit der Spannungsmessung an den Trafordurchführungen zu nutzen, welche die erwähnten Probleme mit Resonanzen nicht aufweisen.

AP 4 – Metastudie und Simulationen zu transienten Spannungsbeanspruchungen und Wanderwellenvorgängen

Hier wird zusätzlicher Input für den Diagnose-Guide in Form eines Überblicks über durchgeführte Arbeiten im Bereich der transienten Spannungsbeanspruchungen und Wanderwellenvorgänge in teilverkabelten Netzen der HöS-Ebene erarbeitet und entsprechende Maßnahmen zur Risikovorsorge abgeleitet. Es wurde damit begonnen eine Literaturrecherche zum Themenbereich der transienten Spannungsbeanspruchung und Wanderwellenvorgänge durchzuführen und eine Zusammenfassung der bereits durchgeführten und relevanten Studien zu erstellen. Weiterhin wird untersucht, ob sich durch spezielle Begebenheiten im deutschen Übertragungsnetz oder noch nicht betrachtete, aber mögliche Netzkonstellationen ein zusätzlicher Untersuchungsbedarf durch transiente Simulationsberechnungen ergibt. Das zu erwartende Gefährdungspotential soll bei Bedarf durch weitere Simulationen abgeschätzt werden.

Literatur

- [1] T. Tischbein: Identifikation der Oberschwingungsimpedanz von Mittelspannungsnetzen. Dissertation, ABEV, 1996

Ansprechpartner FGH ▪ M. Sc. Max Murglat
(AP 2)

Dr.-Ing. Gregor Brammer
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
Dipl.-Ing. Jan Scheffer
(AP 3, AP4)

OVRTuere – Zeitweilige Überspannungen und abgeleitete Regeln für einen effizienten und sicheren Netzbetrieb

FGH-Teilvorhaben: Einfluss des Übertragungs- auf das Verteilnetz sowie Konzeptentwicklung zur Vermeidung von Leistungsbilanzstörungen mittels netz- und kundenseitiger Maßnahmen

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.11.2018 – 31.10.2021

FGH e.V. und FGH GmbH sind beide Partner im vom BMWi geförderten Forschungsprojekt OVRTuere, in dem Ursachen für zeitweilige Überspannungen, deren zu erwartende Profile hinsichtlich Höhe und Dauer analysiert und schließlich aus Systemsicherheit zu vermeidende Ereignisse abgeleitet werden. Darauf basierend soll ein gesamtheitlich effizientes Paket von Abhilfemaßnahmen unter Einbezug von netz- und kundenseitigen Maßnahmen abgeleitet werden. Für die kundenseitig erforderliche Störfestigkeit gegenüber den zeitweiligen Überspannungen (High-Voltage-Ride-Through) werden bestehende Testverfahren bewertet und bei Bedarf weiterentwickelt.

Motivation und Zielsetzung

Die Stabilität und Sicherheit des Stromnetzes ist für Gesellschaft und Wirtschaft von entscheidender Bedeutung. Daher sind Störereignisse in den Netzen, die nicht nur lokale Auswirkungen aufweisen, sondern großflächige Versorgungsunterbrechungen, Schäden oder Einschränkungen der Versorgungsqualität zur Folge haben können, zu vermeiden, sofern sie mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit eintreten können. Dies hat bei Forschung und Netzbetreibern zeitweilige Überspannungereignisse in den Fokus gerückt.

Ziele und Tätigkeiten der FGH e.V.

Entwicklung eines Verfahrens zur Netzmodellierung und Simulation von Überspannungereignissen auf Verteilnetzebene

Netzmodellierung

Im Rahmen der Arbeiten von Projekt OVRTuere wurde ein Verfahren zur Modellierung synthetischer Hochspannungsnetze entwickelt und mit einem bestehenden Verfahren zur Modellierung von Mittel und Niederspannungsnetzen kombiniert [1]. Die grundsätzlichen Arbeiten wurden bereits im Jahresbericht 2019 vorgestellt [2]. Im Folgenden wird daher nur auf Weiterentwicklungen eingegangen.

Um repräsentative und berechenbare Netzwerke für Detailuntersuchungen zu erhalten, wurden die synthetischen Modellnetze geclustert. Da das Clusterzentrum, um Berechnungen und Untersuchungen zu ermöglichen, ein vollständig aufgebautes, bestehendes Modellnetz aus der Datenmenge sein muss, wurde zur Identifizierung von Repräsentanten k-medoids Clustering verwendet.

Im Rahmen der Energiewende sind viele Veränderungen in den Verteilnetzen mit der zunehmenden Durchdringung der Netze mit dezentralen Erzeugungsanlagen verbunden. Dementsprechend wurden neben klassischen flächenstrukturellen Merkmalen wie Fläche und Bevölkerungsdichte auch das Verhältnis von dezentraler Erzeugung zu Last sowie das Verhältnis von Wind- zu solarer Einspeisung einbezogen. Basierend auf den Silhouettenkoeffizienten und der Summe der quadratischen Fehler wurden 9 Cluster als optimale Anzahl von Clustern für das Parameterset ermittelt. Die ermittelten Netze, die die Clusterschwerpunkte repräsentieren, sind in Tabelle 1 aufgeführt.

In Stabilitätsuntersuchungen ist die korrekte Darstellung des Verhaltens der dezentralen Erzeugungsanlagen im Fehlerfall von zentraler Bedeutung. Im Bereich der Über- und Unterspannungereignisse wird dieses Verhalten durch die Fault Ride Through (FRT)-Fähigkeit bestimmt, die in den entsprechenden Normen wie VDE-AR-N-4120 gefordert wird. Aufgrund eines lokal unterschiedlichen Ausbaus der Erzeu-

gungskapazitäten und einer im Laufe der Jahre stark veränderten Normenlage finden sich in einem Netz verschiedene dezentrale Erzeuger mit unterschiedlichen High Voltage Ride Through (HVRT)-Fähigkeiten. Die einschlägigen Normen geben einen guten Anhaltspunkt für das FRT-Verhalten von Erzeugungsanlagen.

Tabelle 1 Clusterzentren k-medoids Clusterung

Cluster ID	Fläche	Dezentrale Erzeugung / Last	Wind Energie / PV	Σ Stromkreislänge (SKL)	Bevölkerungs-dichte	# der Netze	Kurzbeschreibung
1	--	--	--	-	o	81	Kleine und mittlere Netze mit geringer dezentraler Erzeugung
2	o	+	++	o	-	40	Mittlere Netze mit viel Wind
3	++	o	+	++	++	43	Weitläufige Netze mit hoher dezentraler Erzeugung
4	+	o	+	+	+	37	Weitläufige Netze mit hoher dezentraler Erzeugung (Wind)
5	o	++	++	-	--	23	Kleine Netze mit viel Winderzeugung
6	+	+	-	+	+	51	Weitläufige Netze mit hoher PV-Einspeisung
7	o	o	o	-	o	64	Durchschnittliche Netze
8	o	--	--	+	++	21	Große Stadtnetze mit wenig dezentraler Erzeugung

++ sehr hoch | + hoch | o medium | - niedrig | -- sehr niedrig

Die Anlagen in den synthetischen Modellnetzen basieren im Wesentlichen auf Daten des Marktstammdatenregisters (MaStR). Die zertifizierte HVRT-Fähigkeit der Anlagen ist nicht hinterlegt, aber die FRT-Fähigkeit der Erzeuger kann über das Anlagenalter und das entsprechende Jahr der Einführung der Norm realistisch abgeleitet werden.

Simulation

Die Netzdaten des Netzgenerators, die intern in einem eigenen C++-basierten Format verwaltet werden, werden in die in INTEGRAL 7 [3] verwendete Datenstruktur für Netzberechnungen übernommen. So können etablierte Lastflussberechnungen und probabilistische Zuverlässigkeitberechnungen für die Reparatur und Validierung der Netzstruktur genutzt werden. Um die Netze nicht auf ein Tool zu beschränken, sondern auch mit z.B. Open-Source-Lösungen arbeiten zu können, erfolgt ein automatisierter Export in das standardisierte ENTSOE-CIM-Format. Damit können die Modellnetze problemlos in dynamischen Berechnungstools wie DPSim [4] verwendet werden. Dieses Tool ermöglicht durch die Implementierung eines dynamic Phasor Ansatzes, Parallelisierbarkeit und moderne GPU-Unterstützung, die Simulation auch größerer Netzbuchten mit ausreichender Genauigkeit in akzeptablen Rechenzeiten.

Ereignisrecherche und Szenarienbildung

Basierend auf den bereits im letzten Bericht vorgestellten Untersuchungen zu realen Ereignissen und typischen Fehlern und Ereignisketten wurde ein Katalog an Untersuchungsszenarien erstellt.

Überspannungsergebnisse können sowohl durch ein Ereignis in einer Über- bzw. untergliederten Spannungsebene als auch in Form eines Netzfehlers ausgelöst werden. Systemgefährdende Auswirkungen ergeben sich eher unter Einflussnahme der Höchstspannungsebene.

Die Ereignisse auf Höchstspannungsebene orientieren sich dabei

- an realen Ereignissen (z.B. Ereignis Norddeutschland 2012 [5])
- an den in den Normen angenommenen Spannungsverläufen
- an üblichen Netzfehlern und Erkenntnissen aus Simulationen des Projektpartners MPE

In den Verteilnetzen wurden übliche Fehler simuliert. Dies umfasst nicht nur klassisch mit Überspannung assoziierte Fehler, sondern auch Kurzschlüsse mit Spannungseinbruch, die im Zuge der Fehlerklärung und der Wirkleistungsrückkehr von Erzeugungsanlagen Überspannungen hervorrufen können.

Zur Auswertung der Simulationen wurde auf Basis verschiedener Python-Bibliotheken ein Auswertungstool entwickelt. Dieses erlaubt die dynamische Darstellung der Simulationsergebnisse. Die Oberfläche des Tools ist ausschnittsweise in Bild 1 dargestellt.



Bild 1 Ausschnitt Dashboard zur Ergebnisdarstellung

Exemplarische Ergebnisse und Erkenntnisse

Um die Umsetzung und Relevanz der implementierten Funktionalität zur Modellierung verschiedener Szenarien und individueller FRT-Charakteristika zu überprüfen, wurde zunächst eine vereinfachte Simulation auf Basis eines der synthetisch modellierten Netze durchgeführt. Nach einer Sekunde, nachdem die anfänglichen Einschwingvorgänge abgeschlossen sind, wird ein Überspannungssereignis von 1,2 p.u. auf der Höchstspannungsseite simuliert. Bild 2 zeigt den resultierenden Spannungsverlauf an einem HS/MS-Umspannwerk für 2 Szenarien. Im aktuellen Szenario (Jahr 2020) besteht das Netz nur zu ca. 16 % aus HVRT-fähigen Generatoren. Für ein Szenario im Jahr 2030 sind 50,8 % der Anlagen HVRT-konform.

Der höhere Anteil an Generatoren, die in der Lage sind, den Fehlerzustand im Szenario 2030 zu durchfahren und netzstützende Leistungen zu erbringen, führt zu einer Reduzierung der Überspannung. Diese Reduktion ist ausreichend, um die Trennung weiterer Generatoren zu verhindern. Solange die FRT-Fähigkeiten der verteilten Erzeuger im gesamten Netz aufgrund des zugrunde liegenden Standards variieren, ist eine korrekte Darstellung der regional stark variierenden HVRT-Fähigkeit von großer Bedeutung.

Aus den bisherigen Untersuchungen ergibt sich, dass Fehlerereignisse im Verteilnetz allein zwar zu lokalen Ausfällen und Überspannungen führen, diese jedoch in ihrer Höhe beschränkt sind und im Allgemeinen keine systemgefährdende Wirkung hervorrufen. Falls jedoch Überspannungen durch Ereignisse im Übertragungsnetz auftreten, hat das lokalspezifische Verhalten der Verteilnetze einen entscheidenden Einfluss auf

die Systemstabilität. Im Falle eines hohen Anteils der Anlagen mit HVRT-Fähigkeit, können die bisher in den Simulationen aufgetretenen Überspannungen durchfahren werden und die Spannung durch das netzstützende Verhalten gesenkt werden. Somit können Ereignisketten, die sich durch Ausfälle von Anlagen in der Verteilnetzebene verstärken würden, unterbrochen werden. Aufgrund der starken Diversität der Verteilnetze und der HVRT-Fähigkeiten der installierten Anlagen müssen weitere Untersuchungen verschiedener Netze vorgenommen werden.

Über die Simulation von extremen Ereignissen, also z.B. unwahrscheinliche Mehrfachfehler, soll die Grundlage zur Ableitung der Wahrscheinlichkeit für ein netzgefährdendes Ereignis unter Beibehaltung der aktuellen HVRT-Fähigkeit geschaffen werden.

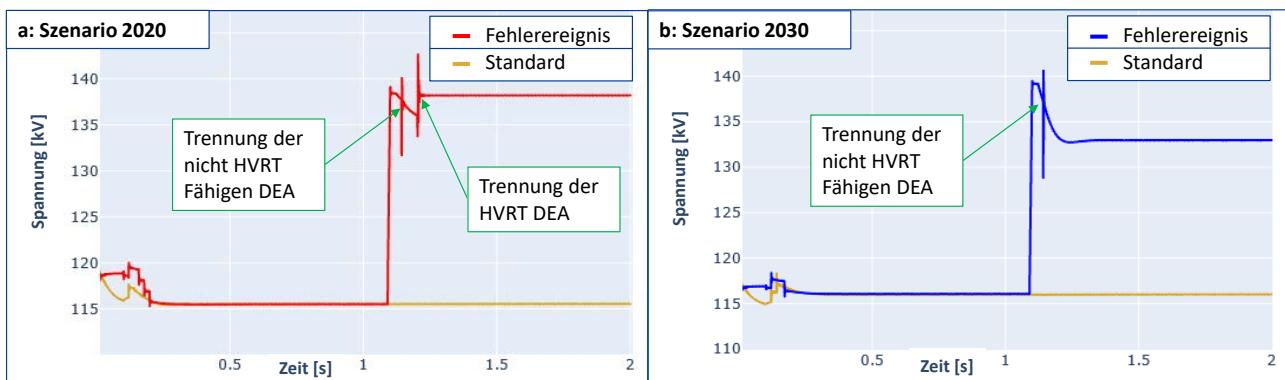


Bild 2 Simulation einer Überspannung (1.2 p.u.) auf Höchstspannungsseite für
a: Szenario 2020, b: Szenario 2030

Maßnahmenkatalog

Die Ableitung eines geeigneten Konzeptes zur Beherrschung von Überspannungssereignissen erfordert zunächst eine Identifikation der möglichen Maßnahmen, welche diesen Ereignissen entgegenwirken können. Ein optimales Konzept muss dabei sowohl hinsichtlich technischer als auch wirtschaftlicher Aspekte bewertet werden.

Um einen Vergleich zwischen den verschiedenen Maßnahmen zu ermöglichen, wurden verschiedene Bewertungskriterien definiert, anhand derer die betrachteten Maßnahmen charakterisiert werden. Diese sind in Tabelle 2 aufgelistet und umfassen u.a. Einsatzbereich, Einflussbereich sowie Projektbezug. Die Systemdienstleistungen sind dabei in Betriebsführung, Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau zu unterteilen [6, 7].

Aus den Analysen wurde deutlich, dass es für jede Netzebene eine Vielzahl an Maßnahmen mit unterschiedlichen Charakteristika gibt. Maßnahmen zur direkten Beeinflussung beschränken sich vornehmlich auf die niederen Spannungsebenen, während im Übertragungsnetz vor allem Kompensationsanlagen eingesetzt werden. Viele Maßnahmen können den Betrieb des Netzes auch abgesehen von den betrachteten Überspannungen verbessern. Das entwickelte Konzept zur Ermittlung der optimalen Maßnahmen, sollte daher nach Möglichkeit auch diese Synergieeffekte betrachten.

Abgesehen von den in Tabelle 3 aufgeführten, hier vereinfacht qualitativ bewerteten Maßnahmen, stellt auch der Leitungsausbau eine Möglichkeit zur Beeinflussung der Reaktanz dar.

Tabelle 2 Bewertungskriterien

Dimension	Beschreibung
Technische Beschreibung	Wie funktioniert die Maßnahme grundlegend?
Einsatzbereich	Inwieweit wird die Maßnahme bereits heute eingesetzt? Kann eine zukünftige Entwicklung abgeschätzt werden?
Dimensionierung	In welcher Größenordnung kann die Maßnahme realisiert werden?
Ansprechzeit	Wie schnell kann die Maßnahme auf Störungen reagieren?
Einflussbereich	Auf welche Bereiche des Netzes wirkt die Maßnahme? Wie weitreichend ist die Maßnahme?
Relevanz OVRTuere	In welchem Bezug steht die Maßnahme zum Projektvorhaben? Welcher Zusammenhang ergibt sich zwischen Maßnahme und Überspannungen?
Weitere Systemdienstleistungen	Welche weiteren Systemdienstleistungen kann die Maßnahme erbringen, welche über den Projektfokus hinaus gehen
Kosten	Welche Kosten werden durch die Integration der Maßnahme verursacht? Mit welchen Unsicherheiten sind diese belegt?

Tabelle 3 Übersicht Maßnahmen

	Ansprechzeit	Etablierung	Einflussnahme	Kosten	Relevanz
	ms bis min	niedrig bis hoch	lokal bis weiträumig	niedrig bis hoch	niedrig bis hoch
rONT	↗	↑	↗	↗	↗
Strangregler	↗	↗	↘	↑	↘
STATCOM	↑	↗	↑	↘	↑
Drossel	↘	↑	↑	↘	↘
MSCDN	↘	↑	↘	↑	↘
TCSC	↗	↗	↘	↗	↘
SVC	↑	↗	↑	↗	↑
HGÜ-Konverter	↑	↗	↑	↘	↘
Rotierende Phasenschieber	↗	↗	↑	↘	↗
Netzdienliche Batteriespeicher	↑	↘	↑	↘	↗

Simulative Validierung

Verteilnetz

Für einen abschließenden Vergleich der für das Verteilnetz identifizierten Maßnahmen wurden Simulationen durchgeführt, bei der alle verfügbaren Maßnahmen im Netz installiert worden sind. Diese sind Stufenschalter, Drossel, SVC und STATCOM. Hierbei wurde durch den Slack-Knoten im Übertragungsnetz ein an der aktuellen HVRT-Norm orientiertes Spannungsprofil eingeprägt. Aufgrund des gewählten Netznutzungsfalls (Rückspeisung aus dem VN) liegt an den Anschlussknoten der EE-Anlagen eine gegenüber

dieser Kennlinie leicht erhöhte Spannung an. Damit stellt dieses Szenario ein realistisches, zu untersuchendes Ereignis dar.

In Bild 3 sind die Auswirkungen der Maßnahmen auf einen exemplarischen Netzknoten angegeben. Es zeigt sich, dass die FACTS-Elemente SVC und STATCOM durch ihre schnelle Ansprechzeit den Spannungsanstieg innerhalb von ca. 150 Millisekunden nach Ereigniseintritt begrenzen können. Die mechanisch geschalteten Elemente sprechen nachgehend im Sekundenbereich an und sorgen für weitere Spannungssenkung.

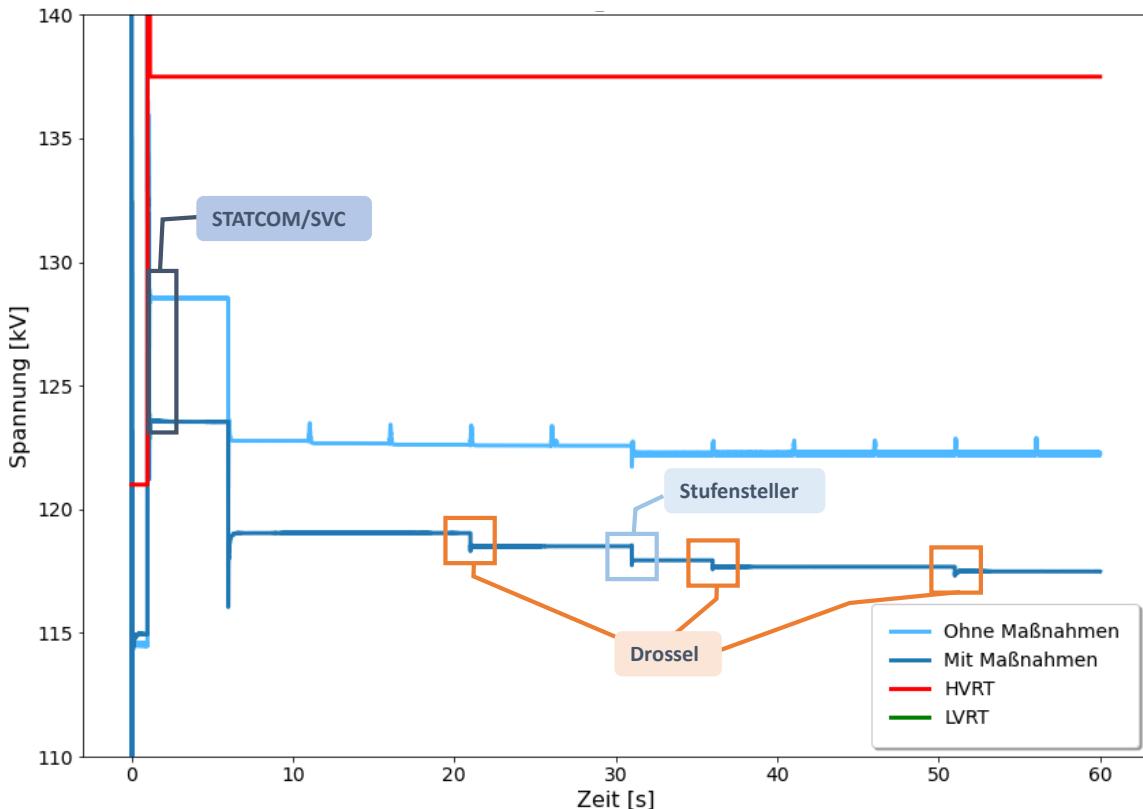


Bild 3 Spannungstrajektorien für Überspannungereignis auf HöS Seite

Kostendaten

Für die wichtigsten, heute verfügbaren, spannungsstabilisierenden Betriebsmittel wurden Kostendaten ermittelt. Bei den meisten Betriebsmitteln kann ein fallend funktionaler Zusammenhang zwischen den leistungsabhängigen Kosten und der installierten Nennleistung sowie der Nennspannung festgestellt werden.

Die Datengrundlage korreliert stark mit dem heutigen Grad der Etablierung und Marktdurchdringung der Anlagen. Gerade im Bereich innovativer, neuartiger Betriebsmittel verändern sich die Kosten stark, Datenpunkte aus Quellen unterschiedlichen Alters führen zu einer Verzerrung der Kostenfunktion. So haben sich z.B. die Endnutzerpreise für Batteriespeichersysteme von 2013 bis 2017 halbiert [8]. Bei weiterführenden Arbeiten kann die Aktualität der Daten als Gewichtung herangezogen werden. Daher ist eine Betrachtung dieser Effekte bei der Analyse zukünftiger Szenarien notwendig.

Konzeptentwicklung

In den weiteren Arbeitsschritten werden nun die einzelnen Maßnahmen zu Konzepten zusammengefasst. Diese Konzepte sollen dabei auf Wirksamkeit geprüft und kostenoptimal ausgewählt werden. Erste Konzepte wurden erstellt. Mit den Modellierungen und der Implementierung der Simulationsumgebung sowie der abgeschlossenen Analyse und Bewertung der Maßnahmen stehen nun die Grundlagen zur

Bewertung von Wirksamkeit und Kosten der Konzepte zur Verfügung. Erkenntnisse aus diesen Untersuchungen werden in Richtliniengremien eingebracht.

Literatur

- [1] J. Tran et al.: Modelling of Synthetic Power Distribution Systems in Consideration of the Local Electricity Supply Task. 25th CIRED, Madrid, Spain, 2019
- [2] FGH: Jahresbericht 2019, Seite 51ff
- [3] FGH: INTEGRAL 7 – Interaktives Grafisches Netzplanungssystem. <https://www.fgh-ma.de/de/portfolio-produkte/software/netzberechnung-mit-integral>
- [4] M. Mirz et al.: DPsim – A dynamic phasor real-time simulator for power systems. SoftwareX, Volume 10, July bis December 2019
- [5] J. Langstädter et al.: Relevance of High-Voltage-Ride-Through Capability and Testing. 23th CIRED, Lyon/ France, June 2015, Paper No. 1391
- [6] DENA: Innovationsreport Systemdienstleistungen - aktueller Handlungsbedarf und Roadmap für einen stabilen Betrieb des Stromnetzes bis 2030. 2017
- [7] J. Kochems: Blindleistungserbringung im zukünftigen bundesdeutschen Stromsystem: Technologische Alternativen und energiewirtschaftliche Umsetzungsmöglichkeiten. 14. Symposium Energieinnovationen, 2016
- [8] ISEA: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0. Jahresbericht RWTH Aachen, 2018

Ansprechpartner FGH ▪ M.Sc. Christoph Wirtz
M.Sc. Max Murglat
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

FlexHub – Teilprojekt: Datenmodell und Kommunikationsstack für den FlexHub

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.01.2019 – 31.12.2021

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Projekt wird in Zusammenarbeit mit der RWTH Aachen, den Fraunhofer-Instituten FIT und FKIE, der HAW Hamburg, der Kiwigrid GmbH und der Mitnetz Strom GmbH durchgeführt.

Zusammenfassung und Ziele des Gesamtprojekts

Das Gesamtziel des Vorhabens ist es

- ein verteiltes Flexibilitätsdatenregister für die Strommärkte der Energiewende (FlexHub) zu entwickeln und
- in der Plattform des Projektpartners KIWIGRID so zu implementieren, dass alle im Netz angeschlossenen DEA über eine sichere Infrastruktur angebunden sind,
- deren verfügbare markt- und netzdienliche Flexibilitäten mit den dafür relevanten Mess- und Prognosenedaten über ein verteiltes System zur Verfügung gestellt werden können und
- damit die Kontrahierung von Flexibilität zwischen den beteiligten Markttrollen – wie z.B. Aggregator, VNB, ÜNB, Bilanzkreisverantwortlicher (BKV), Messstellenbetreiber (MSB) und DEA – in der jeweiligen Ampelphase ermöglicht wird.

Der FlexHub ist somit eine verteilte, offene, dynamische und diskriminierungsfreie Plattform, die als Datendrehscheibe und Steuerungseinheit für intelligente Netze dient.

Das FGH-Teilprojekt

Das Ziel des FGH-Teilprojekts besteht in der Entwicklung eines auf internationalen Normen basierenden Datenmodells und Kommunikationsstacks.

Nach positiver Evaluierung einer grundsätzlichen Eignung für verschiedene Use-Cases wird ein prototypischer Kommunikationsstack entwickelt, basierend auf den Normen IEC 61850-8-2 [1] und IEC 62351-4 [2].

Mittels der zu entwickelnden Kommunikationslösung sollte der Datenaustausch zwischen einer Client-anwendung (als steuernde Einheit) und einer FNN-konformen Steuerbox [3] realisiert werden. Da die Box pandemiebedingt im Jahr 2020 noch nicht verfügbar war, wurde abweichend von der ursprünglichen Projektplanung, die Steuerbox bereits in der Entwicklungsphase nutzen zu können, ein 3-Stufen Modell bis hin zur vollständigen Implementierung umgesetzt bzw. befindet sich zurzeit noch in der Umsetzung.

In Stufe 1 wurde zur autonomen Cliententwicklung ein IEC 61850 SCL-Server (virtueller Server) mit Kommunikationsschnittstelle XMPP (Extensible Messaging and Presence Protocol) nach IEC 61850-8-2 entwickelt. Das enthaltende Datenmodell konnte über eine SCL Datei (Substation Configuration Language – XML Dateiformat, Aufbau konform zu IEC 61850-6) geladen werden. Mittels Konsoleneingaben oder aufsetzende Java-Applikationen konnten Änderungen von Status- und Messwerten zu Simulationszwecken gesetzt werden, so dass das Verhalten der späteren Hardware möglichst realgetreu simuliert werden konnte.

Die Kommunikation zwischen Client und Server wurde rein auf der Ebene XMPP nach Normenteil 8-2 durchgeführt. Das heißt, auf jegliche Form von Kommunikationssicherheit wurde hier zunächst bewusst verzichtet, da die Entwicklung aller für das FlexHub-Projekt notwendigen Kommunikationsservices im Vordergrund stand.

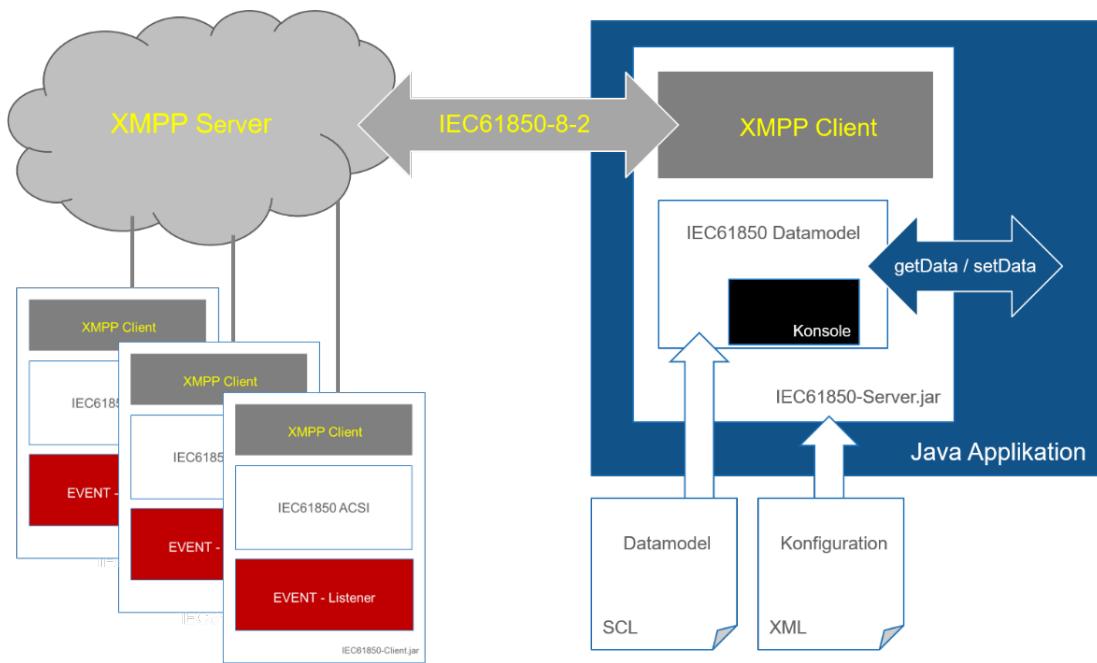
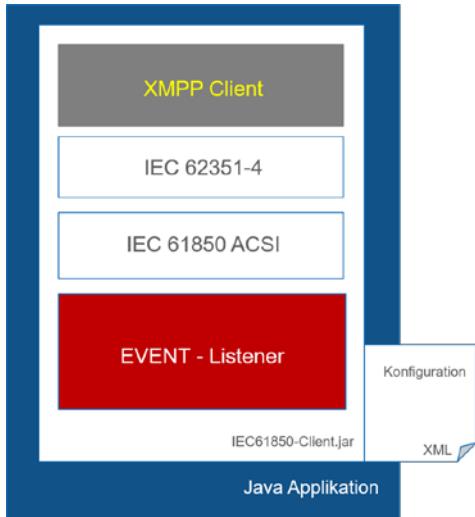


Bild 1 Kommunikationslösung zum Datenaustausch zwischen einer Clientanwendungen und IEC 61850 SCL-Server (virtueller Server)

Nach Implementierung aller Services auf der Ebene 61850-8-2 folgte in Stufe 2 der Stack-Entwicklung die Integration der vorgegebenen Sicherheitsfeatures nach IEC 62351-4 (End2End Security) in die Clientanwendung. Bild 2 veranschaulicht und beschreibt hier den grundsätzlichen Aufbau.



- XMPP Client zum Austausch von IQ und Empfang von Message „Stanzas“
- IEC 62351-4 Layer zur Verschlüsselung, Signierung und Authentifizierung (E2E)
- IEC 61850 Abstract Communication Service Interface (ACSI): Serviceimplementierung
- EVENT-Listener: Java Interface zum Empfang von Reject oder Report Nachrichten (unsolicited services)
- Client Konfiguration (XMPP Zugangsdaten, Zertifikate etc.) via XML Konfigurationsdatei

Bild 2 Aufbau der Clientanwendung inkl. Sicherheitsfeatures nach IEC 62351-4 (End2End Security)

Der Abschluss des FGH FlexHub Teilprojekts wird mit Entwicklungsstufe 3 (Einbindung Hardware Steuerbox und Integrierung des Client Stack Moduls in eine Java GUI Applikation) voraussichtlich Ende des Jahres 2021 erreicht werden.

Bild 3 zeigt die finale Entwicklung, welche im Rahmen eines Laborversuches bei der RWTH Aachen realisiert und analysiert werden wird. Die resultierenden Ergebnisse und möglichen Handlungsempfehlungen werden anschließend in die entsprechenden Gremien von FNN und IEC eingebracht werden.

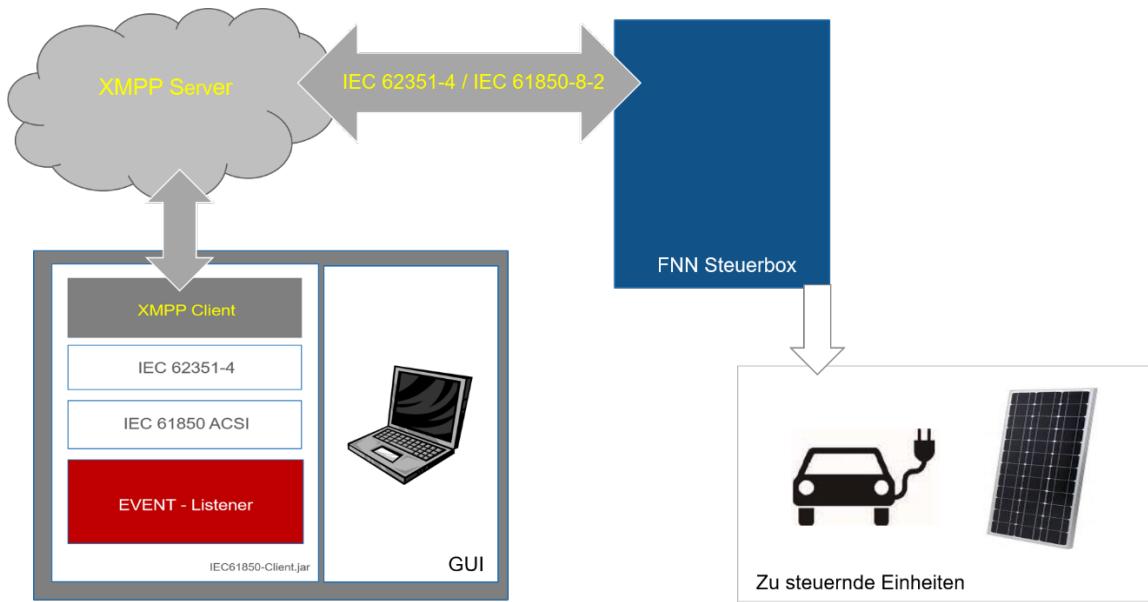


Bild 3 Einbindung Hardware Steuerbox und Integration des Client Stack Moduls in eine Java GUI Applikation

Quellen

- [1] IEC 61850-8-2 Communication networks and systems for power utility automation – Part 8-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Mapping to Extensible Messaging Presence Protocol (XMPP)
- [2] DIN EN IEC 62351-4 VDE 0112-351-4:2020-04 Energiemanagementsysteme und zugehöriger Datenaustausch – IT-Sicherheit für Daten und Kommunikation Teil 4: Profile einschließlich MMS und Ableitungen
- [3] <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/imesssystem/lastenhefte/steuerbox>

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
Dipl.-Verw.-Wirt Markus Breuers

U-Quality – Auswirkungen zukünftiger Netznutzungsfälle der Niederspannung auf die Spannungsqualität und deren Beherrschung

Teilvorhaben: Handlungsempfehlungen zu Spannungsqualitätsfragen für zukünftige Niederspannungsnetze und deren Nutzung

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.04.2019 – 31.03.2022



Das mit der Forschungsinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Verbundvorhaben wird in Zusammenarbeit mit der TU Braunschweig (Leitung), TU München sowie IAEW, Aachen, durchgeführt.

Die Spannungsqualität im Verteilungsnetz ist abhängig von den im Netzgebiet angeschlossenen Erzeugern und Verbrauchern. Die tatsächliche Nutzung des Netzes durch diese Erzeuger und Verbraucher, die sogenannten Netznutzungsfälle, verändert sich aktuell im Rahmen der Energie-, Mobilitäts- und Wärmewende. Diese Veränderungen haben dabei einen großen Einfluss auf die Spannungsqualität, deren Aufrechterhaltung für Verteilungsnetzbetreiber eine zentrale und aktuelle Aufgabe darstellt.

Im Rahmen des Projektes U-Quality soll untersucht werden, welchen Einfluss der Wandel der Netznutzungsfälle auf die Spannungsqualität in Verteilungsnetzen hat und welche Komponenten, Technologien und Verfahren einen Beitrag zur Sicherung derselben leisten können. Darüber hinaus werden diese Verfahren und Komponenten derart angepasst und weiterentwickelt, dass sie die Spannungsqualität nicht nur hinsichtlich der statischen Spannungshaltung, sondern u.a. auch hinsichtlich weiterer Spannungsqualitätsmerkmale wie Unsymmetrie, Flicker und Oberschwingungen verbessern. Dabei werden gleichzeitig Handlungsempfehlungen für Verteilungsnetzbetreiber und Hersteller sowie für die zukünftige Überarbeitung von Normen, Anwendungsregeln und Prüfvorschriften erarbeitet.

Motivation und Zielsetzung

Zu den, für Verteilungsnetzbetreiber relevanten, Spannungsqualitätsmerkmalen nach der DIN EN 50160 zählen: die statischen und dynamischen Spannungsgrenzen, Spannungsgradienten, Unsymmetrie/Schieflast, Oberschwingungen und Flicker. Die Einhaltung der statischen Spannungsgrenzen rückte bereits durch den starken Ausbau der Photovoltaik im Verteilungsnetz in den Fokus der Netzbetreiber. Zukünftig wird im Rahmen der Energie-, Mobilitäts- und Wärmewende die Einhaltung sowohl des oberen, als auch des unteren Spannungsbandes eine wichtige Rolle spielen. Schnelle Spannungsänderungen und große Gradienten, die zusammen im Folgenden als schnelle Spannungsänderungen bezeichnet werden, entstehen hauptsächlich durch Last- oder Erzeugungsänderungen. Die Sektorenkopplung (Wärmesektor und Verkehr mit dem Elektrizitätssektor) wird diese Problematik verschärfen.

Im Rahmen der gemeinsamen Vorarbeit des Projektkonsortiums (U-Control) hat sich gezeigt, dass sowohl in Normungsgremien (z.B. VDE FNN und DKE), als auch bei Verteilungsnetzbetreibern ein großer Bedarf an konkreten und praxisnahen Handlungsempfehlungen hinsichtlich der Spannungsqualitätsgrenzwerte sowie wirksamen und kosteneffizienten Maßnahmen zur Einhaltung der Grenzen im Verteilungsnetz besteht.

Folgende Fragestellungen lassen sich daraus ableiten:

- Welche Auswirkungen haben zukünftige Netznutzungsfälle der Niederspannung (Photovoltaik, Elektrofahrzeuge, Batteriespeichersysteme und Power-to-Heat-Anwendungen) und ihre Betriebsweise auf die Spannungsqualität?
- Wie können diese Auswirkungen wirksam, effizient und kostengünstig beherrscht werden?

Zur Beantwortung der aufgeworfenen Fragestellungen sollen zunächst im Rahmen von Labor- und Feldmesskampagnen die Auswirkungen der neuen Netznutzungsfälle auf die einzelnen Spannungsqualitätsmerkmale erfasst und bewertet werden. Dabei stehen sowohl die Hardware, wie Photovoltaikwechselrichter, Batteriespeicher bzw. die zugehörigen Wechselrichter, Elektrofahrzeuge mit der zugehörigen Ladeinfrastruktur und Power-to-Heat-Geräte, als auch deren Betriebsweisen, Steuerungsalgorithmen und Regelstrategien im Vordergrund. Aus gemeinsamen Vorarbeiten des Projektkonsortiums teilweise bereits vorhandene Simulationsmodelle und Szenarien sind weiterzuentwickeln und auf die neuen Netznutzungsfälle zu adaptieren. Mithilfe dieser Modelle und durchzuführender Simulationsstudien sowie einer praktischen Umsetzung im Labor der TU Braunschweig, soll anschließend untersucht werden, mit welchen Verfahren und regelungstechnischen Konzepten zukünftig die Aufrechterhaltung der Spannungsqualität in den Verteilungsnetzen gelingen kann und welche Stakeholder und Betriebsmittel daran beteiligt werden sollten.

Parallel dazu wird ein Prototyp eines Spannungsqualitätsreglers entwickelt. Dieser und weitere im Projekt untersuchte sowie entwickelte regelungs- und steuerungstechnische Werkzeuge zur Wahrung der Spannungsqualität, sollen abschließend im Feldtest in Zusammenarbeit mit den assoziierten Verteilungsnetzbetreibern erprobt werden. Übergeordnetes Projektziel ist die Ableitung und Formulierung von Handlungsempfehlungen für Verteilungsnetzbetreiber, Hersteller und die entsprechenden Gremien und Gruppen der Normung bzw. Standardisierung.

Aktuelle Ergebnisse

AP 1 – Erfassung der Spannungsqualität im Ist-Zustand

Die FGH tritt hier in beratender Funktion auf. Es wurde im Zuge von Feld- und Labormesskampagnen die aktuelle Ist-Situation aufgenommen und analysiert. Der Fokus lag auf der Störaussendung von Einzelkomponenten sowie der Belastung in ausgewählten Niederspannungsnetzen. Im Zuge der Feldmesskampagnen wurden hochauflöste, phasengenaue Messungen zur Spannungsqualität sowie Netzimpedanzmessungen an einzelnen Häusern sowie an verteilten Punkten im Netz über die Dauer von mehreren Wochen durchgeführt. Innerhalb der Laborvermessungen wurden ebenfalls hochauflöste Messungen durchgeführt und die Störaussendung in Abhängigkeit von verschiedenen Parametern analysiert. Die Ergebnisse wurden beim Projekttreffen am 22.10.2020 den assoziierten Partnern vorgestellt und in mehreren Veröffentlichungen der Fachwelt zugänglich gemacht, siehe <https://u-quality.elenia.ing.tu-bs.de/>.

AP 2 – Musternetze und Gebäudeinstallationen

Die FGH entwickelte im AP 2.3 die Simulationsmodelle zur Abbildung der Lastprofile von Elektromobilitätsladevorgängen, der Wärmepumpen und der PV Einspeisung weiter und ist auch hier beratend tätig.

Es wurden bestehende Musternetze aus dem Vorgängerprojekt U-Control im Sinne des aktuellen Projekts weiterentwickelt. Dazu wurden die Musternetze in vier-phäsiige Netze (drei Phasen + Neutralleiter) überführt und die Netzimpedanz entsprechend den Ergebnissen aus AP 1 detailliert modelliert. Zudem wurden die Netze für die aktuellen Lastflussprogramme aufbereitet. Zur Analyse des Einflusses des Anschlusspunktes hinter dem Hausanschluss wurden detaillierte Musternetze der Gebäudenetze entwickelt. Bestehende Modelle zur Erzeugung der Basis-Haushaltsprofile wurden für eine höhere zeitliche Auflösung und zur Berücksichtigung einer phasengenauen Modellierung weiterentwickelt. Die Modelle der FGH zur Abbildung der Elektromobilitätsladeprofile wurden dahingehend weiterentwickelt, dass eine höhere zeitliche Auflösung und eine phasengenaue Modellierung unter Berücksichtigung von ladezustandsabhängigen Labormessreihen aus AP 1 ermöglicht werden. Zudem wurden Pendlerstrecken und verschiedene Ladestrategien implementiert, um eine genauere Modellierung des Kundenverhaltens zu ermöglichen. Weiterhin wurden die modellierten Fahrzeugparameter aktualisiert und ein von der Geschwindigkeit, der Außentemperatur und der Streckenlänge abhängiger Verbrauch implementiert. Darüber hinaus wurden einige Fehler

in der Verhaltensmodellierung behoben und somit eine noch exaktere Abbildung der realen Ladezeiten umgesetzt. Des Weiteren wurde die Möglichkeit eines Zwischenladens beim Arbeitgeber implementiert und die allgemeine Performance des Tools verbessert. Die Lastprofilemodelle der Wärmepumpen und der PV-Analgen wurden ebenfalls um eine phasengenaue Modellierung und eine zeitliche höherräumige Modellierung erweitert.

AP 3 – Zukünftige Durchdringungsszenarien: Metastudie, Betriebskonzepte, Netznutzungsfälle

AP 3.1 – Metastudie zukünftige Durchdringungsszenarien Elektromobilität, Wärmepumpen, Heimspeicher und Photovoltaik

Die Durchdringungsraten von neuartigen Geräten haben einen deutlichen Einfluss auf die Spannungsqualität, weshalb die Bestimmung relevanter Durchdringungsszenarien für eine korrekte Bewertung zukünftig erwarteter Netznutzungsfälle unerlässlich ist. Dazu wurden im AP 3.1 im Rahmen einer Metastudie zahlreiche Studien, die die erwartete Verbreitung und die technische Skalierung der Geräte untersucht haben, analysiert und verglichen. Der Fokus lag dabei auf der Modellierung von Abhängigkeiten zwischen erwarteten Entwicklungen, da bspw. davon auszugehen ist, dass die Durchdringung von Power-to-Heat Anlagen auch einen Einfluss auf die Durchdringung von Heimspeichern haben wird.

Im Zuge der Metastudie wurden zahlreiche Studien aus den letzten Jahren (ca. 100; nach 2015 veröffentlicht) mittels eines erstellten Auswertungstools aufgenommen, ausgewertet und transparent analysiert. Die dabei aufgenommen Parameter umfassen neben den zukünftigen Durchdringungsszenarien auch die zu den jeweiligen Szenarien gehörenden technischen Parameter der Gerätetechnologien sowie die der Szenariobildung zugrunde gelegten Eingangsannahmen und -parameter. In der Metastudie wurden mittels des oben beschriebenen Verfahrens somit fast 200 Szenarien ermittelt. Um hieraus objektiv und nachvollziehbar repräsentative und konsistente Szenarien im Sinne des damaligen (Erstellungszeitpunkt der Studien) Forschungsstandes zu ermitteln, wurden mittels eines mathematischen Clusterverfahrens (k-Medoids Algorithmus) repräsentative Szenarien bestimmt. Auf Basis der Annahmen und Zielsetzungen aus den zugrundeliegenden Studien wurden die Szenarien in drei Kategorien und zwei Zieljahre (2030 & 2050) unterteilt:

- Business-as-Usual
- 80 % CO₂ Reduktion (unteres Klimaziel)
- 95-100 % CO₂ Reduktion

Durch das Clusterverfahren wurden jeweils drei repräsentative Szenarien für jede der sechs Kategorien bestimmt, s. Bild 1.

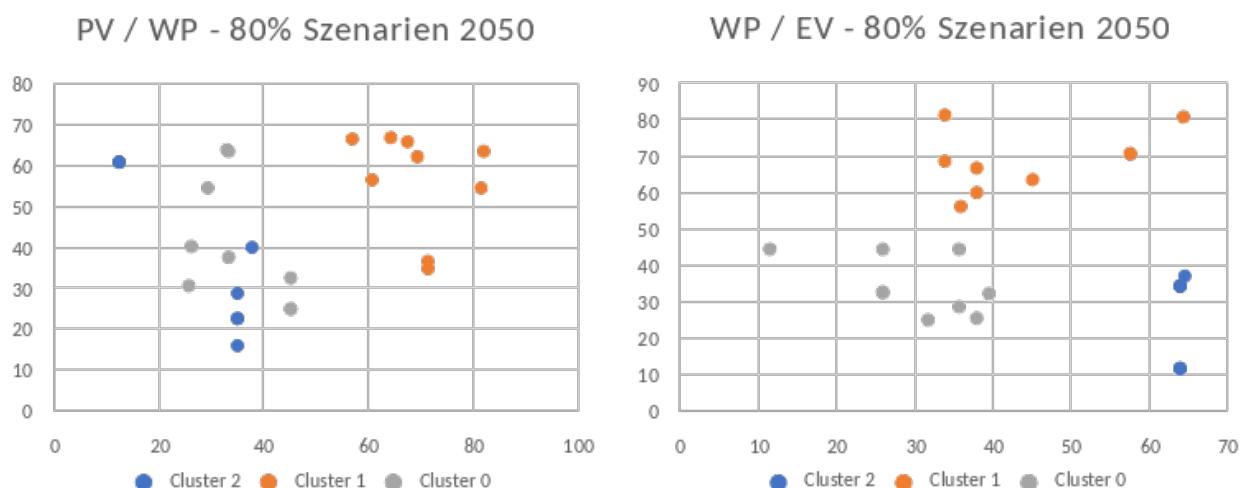


Bild 1 Beispiel Clusteranalyse Szenarien 2050

Tabelle 1 Repräsentative Szenarien 2030 und Auswahl in U-Quality

Bez	Eindeutiger Bezeichner	#E-PKW	#WP	PV [GW]
2030_Moderat_A	Agora – Verteilnetzausbau für die Energiewende	6 Mio.	1,8 Mio.	98
2030_Moderat_B	dena-Leitstudie Integrierte Energiewende	13,3 Mio.	7,1 Mio.	65
2030_Moderat_C	Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 - SzenarioB2030	6 Mio.	2,5 Mio.	68
2030_Ambi_C	FraunhoferIEE – Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung – Effizienz	10 Mio.	3,7 Mio.	65
2030_Ambi_B	Aktuelle Szenarien 2017 der deutschen Energieversorgung – Klima17MEFF	6,9 Mio.	3,0 Mio.	116
2030_ambi_A	Fraunhofer IWES/IPB (2017): Wärmewende 2030 Szen.: Basisszenario Kohlekonsens – Klimaziel95%CO2	7 Mio.	8,1 Mio.	79
2030_Ref_C	BMWi Langfristszenarien – Referenz (Auslauf Heute)	4,0 Mio.	3,11 Mio.	39
2030_Ref_B	Aktuelle Szenarien 2017 der deutschen Energieversorgung – Trend17	3,5 Mio.	1,85 Mio.	66,5
2030_Ref_A	Treibhausgas-Emissionsszenario – Politikszenarien VIII	4,0 Mio.	0,8 Mio.	60

Tabelle 2 Repräsentative Szenarien 2050 und Auswahl in U-Quality

Bez	Eindeutiger Bezeichner	#E-PKW	#WP	PV [GW]
2050_Moderat_A	Dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Technologiemix 80	12,1 Mio.	6,5 Mio.	114
2050_Moderat_B	Was kostet die Energiewende - Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050	17,8 Mio.	13,2 Mio.	199
2050_Moderat_C	BMWi Langfristszenarien – geringerer Netzausbau	30 Mio.	6,8 Mio.	87,5
2050_Ambi_C	Nitsch - Aktuelle Szenarien 2017 der deutschen Energieversorgung - Klima17MEFF	12,1 Mio.	7,4 Mio.	193
2050_Ambi_B	Agora - Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung	40 Mio.	9,2 Mio.	179
2050_ambi_A	ewi - Energiemarkt 2030 und 2050 - Revolution	33 Mio.	15 Mio.	189
2050_Ref_C	Klimaschutzszenario 2050 - Aktuelle Maßnahmen Szenario (2012)	15,2 Mio.	8,8 Mio.	62
2050_Ref_B	Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland - 2011cEV	46 Mio.	7,1 Mio.	67
2050_Ref_A	Klimapfade für Deutschland - Referenz Fortschreitung	14 Mio.	4,0 Mio.	87,8

Die obigen Ergebnisse zeigen deutlich eine Streuung der erwarteten Durchdringungsszenarien und der Relationen zwischen den Technologien, abhängig von den in den Studien berücksichtigten Annahmen. Grundlegend lassen sich anhand der Annahmen jedoch konsistente Szenariengruppen definieren. Das Arbeitspaket wurde im April abgeschlossen und die Ergebnisse den Projektpartnern in einem Projekttreffen vorgestellt.

AP 3.2 - Definition und Beschreibung von Betriebsstrategien

Ob ein Gerät Leistung verbraucht oder aufnimmt, hängt heutzutage i.d.R. nicht vom Netzzustand ab, weshalb eine Beschreibung durch Geräteprofile in dem Fall zweckdienlich ist. Bei den neuartigen Geräten, die hier untersucht werden, insbesondere den Batteriespeichern, kann deren Verbrauch bzw. Einspeisung nicht durch vorgegebene Profile modelliert werden, da dieser von anderen Parametern (z.B. der aktuellen PV-Einspeisung, dem Ladezustand oder Preissignalen) abhängt. Stattdessen ist es notwendig, Betriebsstrategien zu berücksichtigen und diese in Lastflussberechnungen zu simulieren. Vereinfacht lässt sich der Betrieb in die Kategorien „gesteuert“ und „ungesteuert“ unterteilen. Die ungesteuerten Betriebsweisen lassen sich durch vorgegebene Verbrauchsprofile modellieren (s AP 2). Die gesteuerten Betriebsstrategien müssen als Verfahren beschrieben und implementiert werden, die das Verhalten einzelner Anlagen in Abhängigkeit zahlreicher Eingangsparameter wiedergeben können. Basierend auf einer Recherche zum Stand der Technik

wurden ausgewählte Betriebsstrategien modelliert und für die Verwendung in quasistationären Lastflussrechnungen bereitgestellt. Dabei wird auch die zeitliche Kopplung zwischen den Betriebszuständen berücksichtigt, um u.a. den Ladezustand berechnen zu können. Als Ergebnis sollte in diesem AP ein Werkzeug zur Umsetzung ausgewählter Betriebsstrategien in den Lastflussrechnungen erstellt werden.

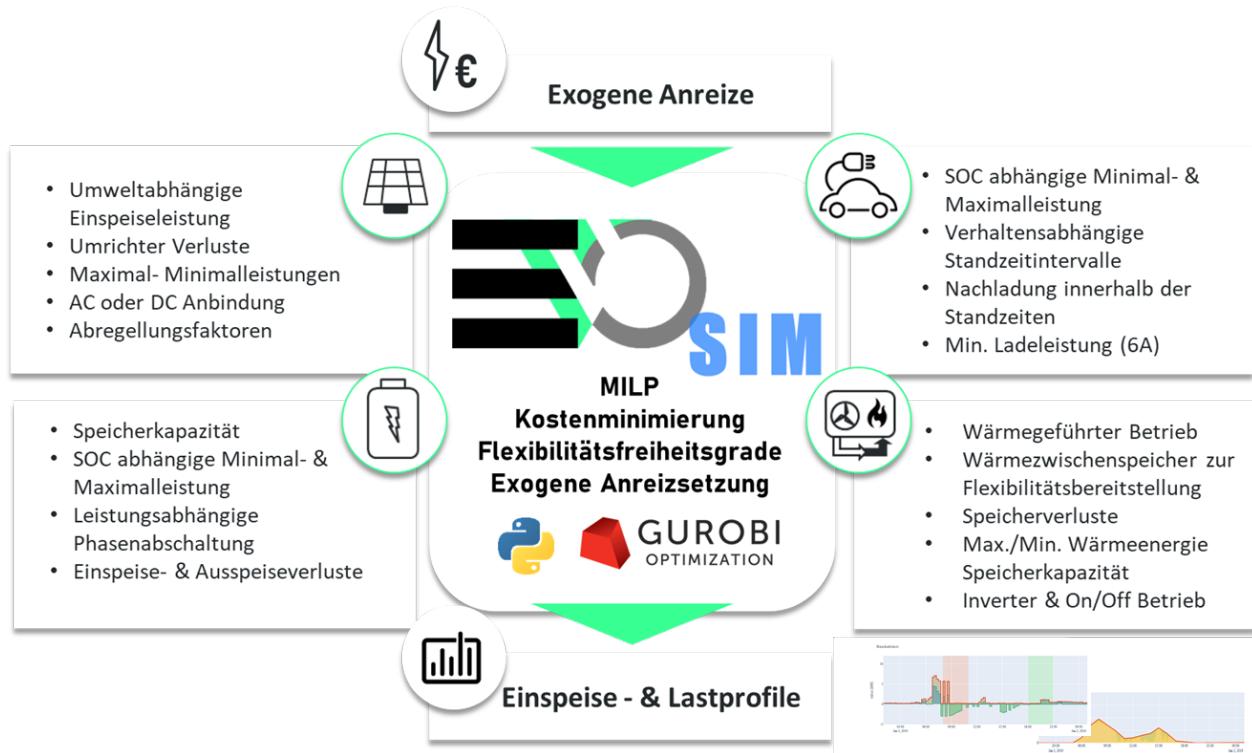


Bild 2 Überblick EVOsim Modell

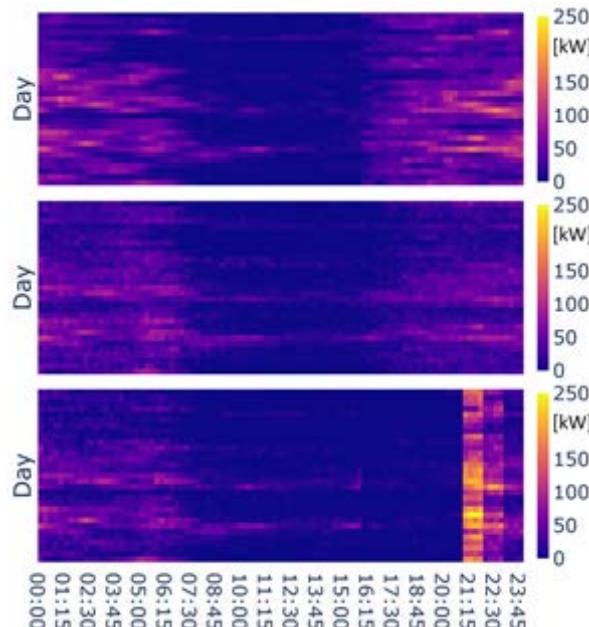


Bild 3 Aggregierte Haushaltlast von 50 Haushaltsprofilen im Mai mit Berücksichtigung von Elektromobilität, Wärmepumpen, PV-Anlagen und Heimspeichern: (oben) keine Preisanreize, (mittig) leistungsorientierte Netzentgelte (unten) zeitlich variable Netzentgelte

Zu diesem Zweck wurde ein analytisches Optimierungsmodell entwickelt (EVOsim – Eigenverbrauchsoptimierungssimulation, s. Bild 2), welches die Eigenverbrauchsoptimierung von aktiven Netznutzern simuliert und hierdurch in der Lage ist, die Lastprofile zukünftiger aktiver Netzkunden zu bestimmen. Das Modell ist in der Lage komplexe Betriebsstrategien zur Eigenverbrauchsoptimierung und Strombezugskostenminimierung zu berücksichtigen. Das Modell ist außerdem in der Lage Wechselwirkungen von lastseitigen Flexibilitätspotentialen und exogenen Anreizen, wie u.a. Preisanreize, Strompreistarife oder dem Wetter zu modellieren.

Die Ergebnisse des Arbeitspakets wurden bei einem Projekttreffen am 22.10.20 den assoziierten Partnern präsentiert. Außerdem wurden diese im Zuge von zwei Veröffentlichungen (CIRED 2021), welche sich mit den Auswirkungen veränderter Netzentgeltanreize und -tarife auf die zukünftige Netzbelaufung beschäftigen, s. Bild 3, der Fachwelt zugänglich gemacht, s. <https://u-quality.elenia.ing.tu-bs.de/>.

AP 3.3 – Zuordnung und Skalierung von Gerätprofilen zur Erstellung von Netznutzungsszenarien

Die in Arbeitspaket 3.1 bestimmten Durchdringungsszenarien für Gesamtdeutschland sollen in diesem Arbeitspaket zu Netznutzungsszenarien, d.h. in konkrete Szenarien der Netznutzung der betrachteten Musternetze in U-Quality, skaliert werden.

Dazu wurden die gesamtdeutschen Zahlen der neuartigen Geräte PV, EMob, WP und Batteriespeicher für 2030 bzw. 2050 aus der Metastudie analog zur heutigen Verteilung in den Verteilnetzen auf die synthetischen Niederspannungsnetze aus dem FGH-MS-Netzgenerator verteilt und diese dann im Hinblick auf die neuartigen Geräte geclustert. Bild 4 zeigt exemplarisch Clusterzentren sowie die Zuordnung der synthetischen Niederspannungsnetze zu den Clustern.

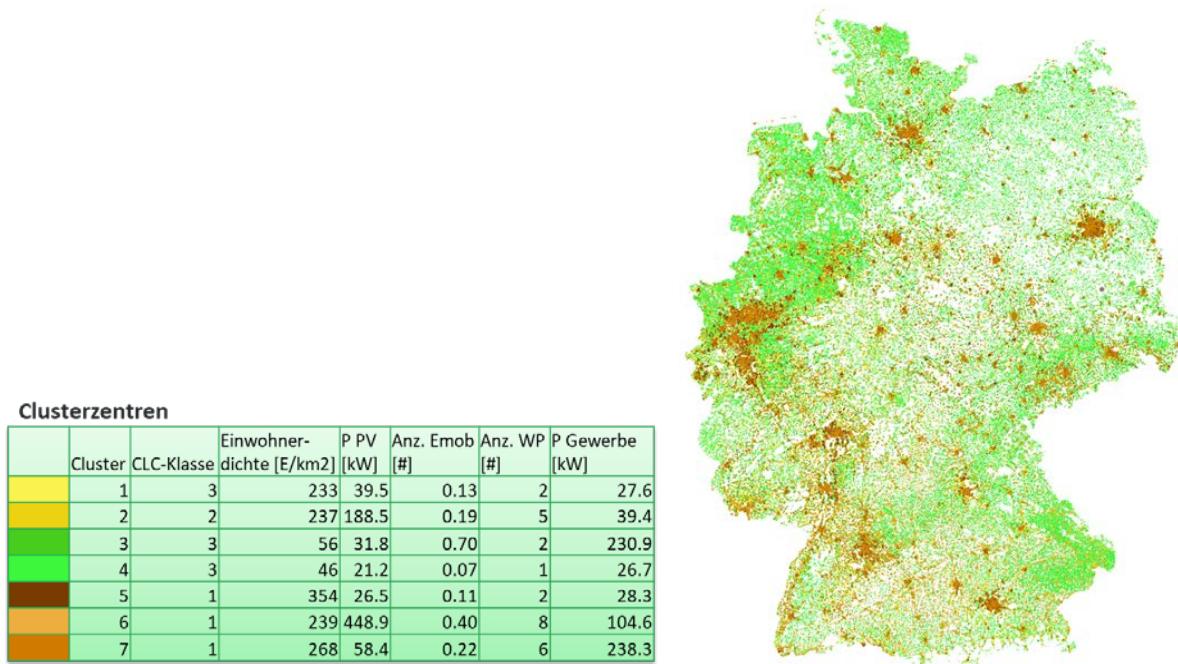


Bild 4 Exemplarische Clusterzuordnung aus Clusterung der NS-Netze

Die Clusterzuordnung spiegelt dabei insbesondere die Versorgungsaufgabe (Bevölkerungsdichte, installierte EE, Anzahl E-Kfz, Anzahl Wärmepumpen und Anteil Industrie) der einzelnen Netze wider, so sind z.B. die Lastzentren in Deutschland in der Clusterzuordnung gut erkennbar. Die Zuordnung der Musternetze zu den Clustern erfolgte anschließend unter Berücksichtigung der jeweiligen spezifischen Einschränkungen der Musternetze im Hinblick auf maximale Anschlussleistungen von EE, der maximalen Anzahl E-Kfz bzw. Wärmepumpen sowie der Trafoleistung am Übergang zum überlagerten Netz. So wurde z.B. angenommen, dass maximal zwei E-Kfz je Netzverknüpfungspunkt (entspricht 1 Einfamilienhaus) angeschlossen werden können.

Auf dieser Basis wurden dann aus den synthetischen Niederspannungsnetzen diejenigen ausgewählt, die die Musternetze möglichst gut repräsentieren. Aus der Zuordnung der Szenarien der Metastudie zu diesen repräsentativen Netzen folgen dann unmittelbar die Szenarien für die Musternetze bzgl. der installierten Leistung von PV und HS sowie der Anzahl der E-Kfz und WP.

Die somit vorliegenden Gesamtzahlen je Musternetz wurden im Zuge der weiteren Arbeiten, basierend auf gefundenen typischen Verteilungen (z.B. zu installierten Leistungen) aus der Literatur bzw. aus der Metastudie, auf die einzelnen NVPs in den Musternetzen verteilt.

Die somit vorliegenden Netznutzungsszenarien bzw. Durchdringungsszenario je Musternetz bilden die Grundlage der in AP 4 geplanten Simulationen und sollen in einem iterativen Prozess von „Simulation – Interpretation der Ergebnisse – Anpassung der Szenarien im Hinblick auf Kritikalität bzgl. der Spannungsqualität“ weiter spezifiziert werden.

AP 4 – Simulationen zur Bewertung der neuen Netznutzungsszenarien auf die Spannungsqualität

Zur Bewertung der Auswirkung zukünftiger Versorgungsaufgaben sowie der Gegenmaßnahmen sind umfangreiche Simulationen erforderlich. Den Grundstein bildet das AP 4.1, in welchem bestehende Simulationsverfahren erweitert und neue Ansätze entwickelt werden.

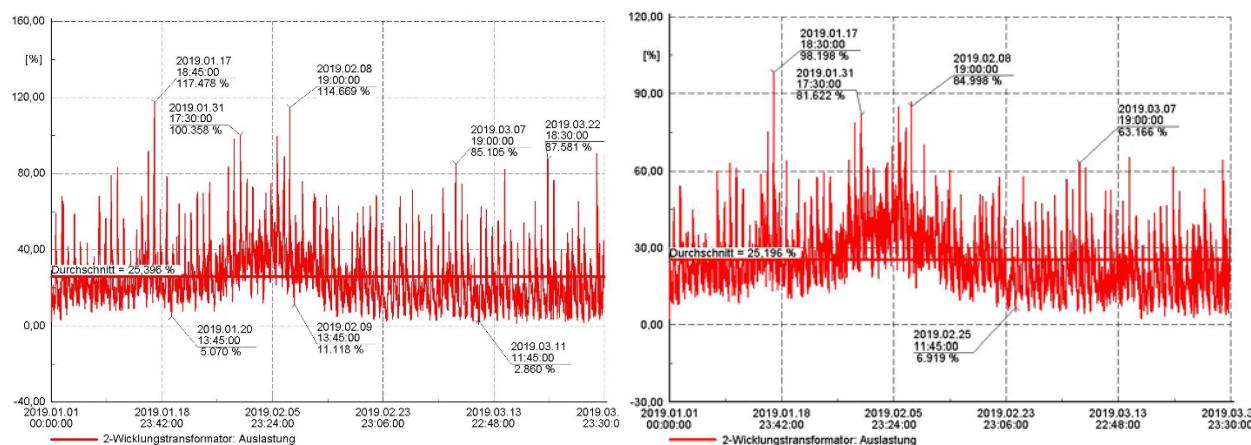


Bild 5 Auslastung des 400 kVA Transfomators vor (links) und nach (rechts) Optimierung entsprechend leistungsorientierter Netzentgelttarife im 1. Quartal

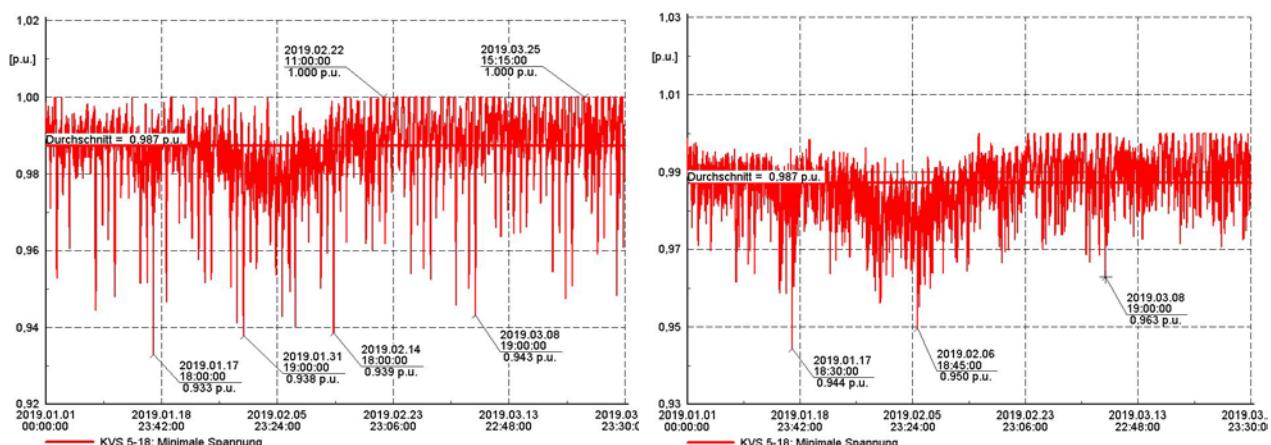


Bild 6 Spannungsverlauf am Ende eines langen Vorstadt-Niederspannungsstranges vor (links) und nach (rechts) Optimierung entsprechend leistungsorientierter Netzentgelttarife im 1. Quartal

Hierzu wurden gemeinsam mit den übrigen Projektpartnern gemeinsame Datenschnittstellen und Austauschformate definiert und implementiert. Zudem wurden die Simulationsumgebungen für die zukünftigen dynamischen und phasengenauen Lastflussanalysen geschaffen sowie erste exemplarische Simulationen durchgeführt und entsprechende Ergebnisse veröffentlicht. Diese Ergebnisse zeigen deutlich den Einfluss der Sektorenkopplungstechnologien auf die erwarteten Betriebsmittelauslastungen und die Spannungshaltung in der Niederspannung. Bei hohen Durchdringungen kann es dabei zu Engpässen und Spannungshaltungsproblemen kommen. Es wurde deutlich, dass Anreizkonzepte zur lastseitigen Flexibilitätsnutzung bereits bei geringen Adoptionsanteilen bei den Netzkunden ausreichen, um diese Netzengpässe zu reduzieren und zu verhindern, s. Bild 5 und 6.

AP 5 – Untersuchung der Wirksamkeit und Stabilität/Robustheit von Regelverfahren/Betriebsweisen für neue Komponenten der Niederspannung mittels Simulationen und Laborversuchen

Hier sollen neuartige Verfahren, die nicht zu den bekannten Verfahren in AP 4 zählen, zunächst recherchiert, dann realisiert und abschließend untersucht werden. Fokus der FGH liegt hierbei auf Verfahren zur Behandlung von schnellen Spannungsänderungen. Die vielversprechendsten Verfahren sollen dann in einer global definierten Simulationsumgebung modelliert und auf verfügbaren, frei programmierbaren Betriebsmitteln implementiert werden.

AP 5.1 – Recherche und Potentialanalyse neuartiger Regelverfahren zur Verbesserung der Spannungsqualität

Eine Literaturrecherche zu existierenden Verfahren zur Verbesserung der Spannungsqualität mit dem Schwerpunkt auf schnellen Spannungsänderungen wurde durchgeführt. Neuen Erkenntnisse gegenüber den Ergebnissen des Vorgängerprojekts U-Control und den grundsätzlichen Ideen eines UPQCs konnten dabei allerdings nicht generiert werden. Eine Arbeitspaket beschließende Abstimmung zwischen den weiteren, an diesem Arbeitspaket beteiligten Partnern und damit auch zu weiteren Spannungsqualitätsmerkmalen ist noch in Planung.

AP 5.2 – Entwicklung eines Simulationsmodells des Prototyps

Die Aufgabe der FGH ist es, die von den Projektpartnern, ebenfalls in diesem AP entwickelten und implementierten Modelle der Verfahren zur Verbesserung der Spannungsqualität für die Simulation eines Spannungsqualitätsreglers, umfassend zu testen. Dafür ist insbesondere vorab qualitativ zu überlegen wie sich die einzelnen Regelverfahren in realistischen Netzen verhalten würden. Die Simulationsmodelle sind anschließend in realistische, aber möglichst kompakte Test-Netze einzubringen. Für eine Plausibilisierung der Verfahren sollten die Modellergebnisse gegenüber den Vorüberlegungen stimmig und nachvollziehbar sein.

Die Arbeiten zu diesem AP haben gerade erst begonnen und werden einen Großteil des Arbeitspensums in U-Quality in 2021 einnehmen.

Ansprechpartner FGH ▪ M.Sc. Alexander Vanselow
 Dipl.-Wirt.-Ing. Dirk Lehmann
 Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

PROMOTioN – PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks

EU-Forschungsprojekt GA No. 691714



Laufzeit: 01.01.2016 – 30.09.2020



Das Forschungsprojekt PROMOTioN wird von der europäischen Kommission (EC) im Rahmen des „Competitive Low-Carbon“ 5 Calls des Horizon 2020 (H2020) Programms seit dem 1. Januar 2016 gefördert und hat eine Laufzeit von vier Jahren [1]. Es stellt nach Fördervolumen und Anzahl der Konsortialpartner das größte Energieprojekt im Horizon 2020 Programm der EC dar. Das finanzielle Projektvolumen umfasst ca. 51 Mio. EUR. Der von der europäischen Union (EU) geförderte Anteil beträgt dabei ca. 39 Mio. EUR. Das Projektkonsortium besteht aus 34 Partnerunternehmen und –institutionen aus 11 europäischen Ländern.

Übersicht

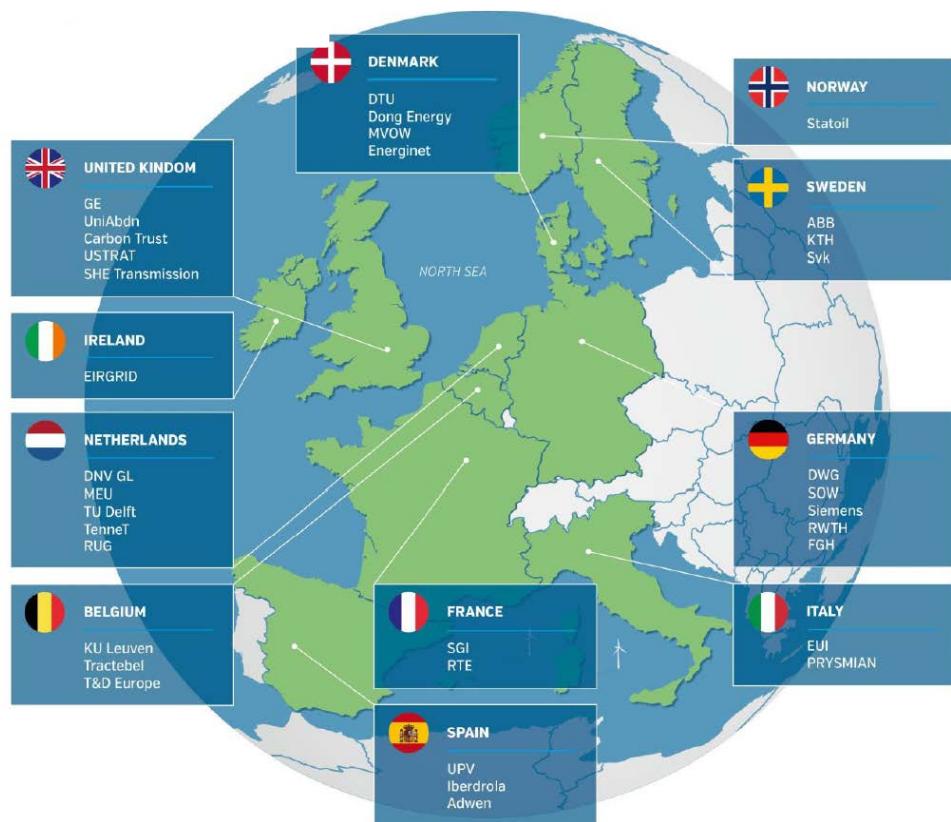


Bild 1 Übersicht Projektpartner PROMOTioN

Das Projekt wird vom weltweit agierenden Zertifizierungs- und Beratungsunternehmen DNV GL geleitet. Zudem sind sechs europäische Übertragungsnetzbetreiber sowie Hersteller von Windenergieanlagen (WEA) und aller zum Aufbau eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes erforderlichen Komponenten vertreten. Darüber hinaus leisten Projektentwickler und Beratungsunternehmen mit ihren umfangreichen Erfahrungen einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Ziele des Projekts. Wissenschaftliche Aufgabenstellungen werden in erster Linie von führenden europäischen Universitäten und Forschungseinrichtungen bearbeitet, darunter die FGH. Das primäre Ziel dieses Projekts ist die Beantwortung der technischen Fragen, die derzeit der Realisierung eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes im Wege stehen. Dies betrifft außer der eigentlichen Planung des Netzes auch die Interaktion von WEA mit Konvertern und das Schutzsystem für das vermaschte Offshore-Gleichstromnetz und seiner erforderlichen Komponenten. Neben diesen technischen Fragestellungen, spielen die zur Realisierung eines derartigen Netzes benötigten

wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen eine zentrale Rolle in diesem Projekt. Der organisatorische Aufbau des Projekts in Arbeitspakete („Work Packages (WPs)“) ist in Bild 2 schematisch dargestellt.

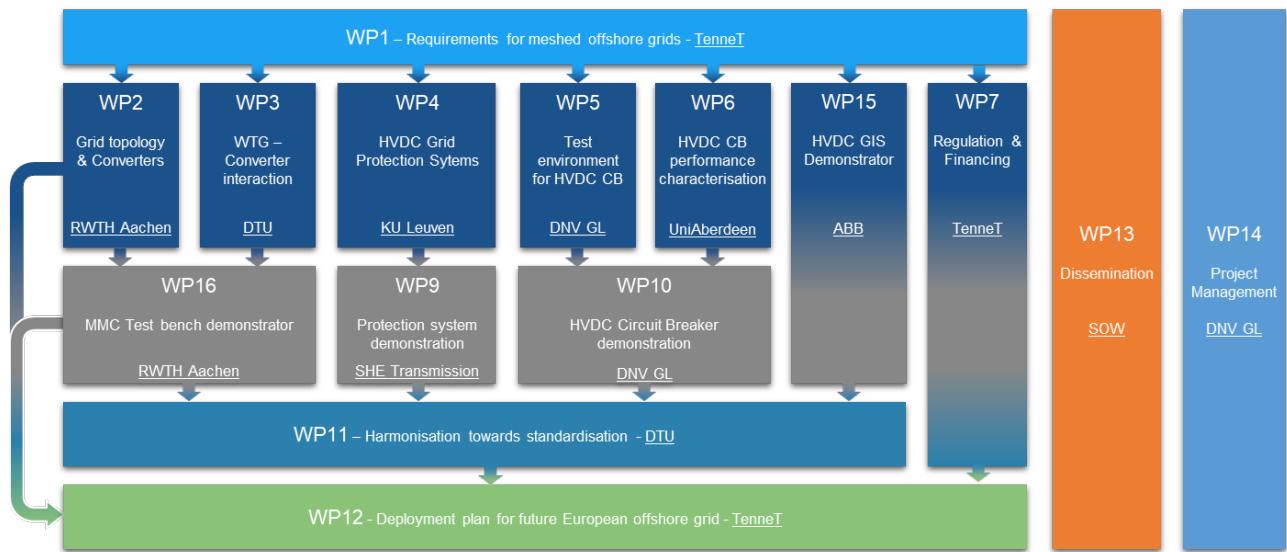


Bild 2 Überblick über die Arbeitspakete und ihre Abhängigkeiten

Das Projekt ist in 15 Arbeitspakete gegliedert. Die administrativen bzw. organisatorischen Arbeitspakete, deren Aufgaben in der Kommunikation mit den verschiedenen Interessengruppen und Veröffentlichung der Arbeitsergebnisse (WP 13 Dissemination) sowie die Leitung des Projekts (WP 14 Project Management) bestehen, sind am rechten Rand von Bild 2 in orange und hellblau dargestellt. Der Zuständigkeitsbereich dieser beiden Arbeitspakete erstreckt sich auf alle übrigen Arbeitspakete.

Die FGH ist an den folgenden Arbeitspaketen beteiligt:

- WP 1 „Requirements for Meshed Offshore Grids“ (beendet 2017)
 - WP 2 „Grid Topology and Converters“ (beendet Ende 2019)
 - WP 3 „Wind Turbine – Converter Interaction“
 - WP 11 „Harmonization towards Standardization“
 - WP 12 „Deployment plan for future European offshore grid“

Die Arbeiten der Pakete 1, 2 und 3 haben bereits im Jahr 2016 begonnen. Das Paket 1 wurde im Jahr 2017 erfolgreich abgeschlossen, gleichzeitig war dies der Start für das Paket 12. Das Arbeitspaket 11 begann im 2. Quartal 2018. Im Dezember 2019 wurde ebenfalls das Arbeitspaket 2 erfolgreich abgeschlossen, so dass sich die FGH im Jahr 2020 hauptsächlich mit der Vollendung der Arbeitspakete 11 und 12 beschäftigte. Zusätzlich erfolgte innerhalb des Arbeitspaket 13 die Aufarbeitung der gewonnenen Projekterkenntnisse.

Da der Abschluss des Projekts aufgrund der aktuellen Pandemie nicht wie geplant in Brüssel stattfinden konnte, erfolgte die Erstellung von Webvideos in den einzelnen Arbeitspaketen. Diese Webvideos wurden dann im September über mehrere Wochen verteilt zum Streamen freigegeben. Am Ende jeder Woche wurde zum Abschluss eine virtuelle Q&A Session durchgeführt, bei der die Projektteilnehmer die Fragen aus dem Publikum beantworteten. Das Projekt endete dann mit einem Webinar zum Thema „North Sea Grid for the European Green Deal“, in dem hochrangige Stakeholder über die Bedeutung eines Offshore-Netzes in der Nordsee diskutierten.

Aktuelle Tätigkeiten

WP3

Das Hauptziel des Arbeitspaketes 3 ist die Spezifikation geeigneter Analyseverfahren für die Interoperabilität

- verschiedener Wechselrichter-Technologien in vermaschten DC-Netzen,
- von Windenergieanlagen und deren Steuerung mit verschiedenen Wechselrichtern,
- von unterschiedlichen Windenergieeinheiten (WEE) innerhalb einer Windenergieanlage (WEA).

Es existieren zwar zahlreiche Standards, Grid-Codes, Netzanschlussrichtlinien etc., die jedoch einerseits nicht vollumfänglich den speziellen Rahmenbedingungen eines „schwachen“ Offshore-Netzes gerecht werden und andererseits die Herausforderungen hinsichtlich der Interoperabilität verschiedener Technologien nicht immer ausreichend adressieren.

Im Rahmen des WP3 wurden Empfehlungen zur Anpassung und Erweiterung bestehender Netzanschlussrichtlinien, insbesondere im Hinblick auf das im Projekt ausführlich untersuchte Diode Rectifier Unit (DRU) Konzept, erarbeitet.

Deliverable D3.8 „List of requirement recommendations to adapt and extend existing grid codes“ [1] enthält eine Liste von Empfehlungen zur Anpassung und Erweiterung bestehender Netzanschlussrichtlinien, wobei der Schwerpunkt auf dem DRU-Konzept (Diode Rectifier Unit) liegt, das in WP3 von PROMOTiON ausführlich untersucht wurde. Im Verlauf des Projekts hat WP3 drei zusätzliche Themen aufgegriffen, die für den künftigen Offshore-Netzbetrieb von großer Bedeutung sind:

- Anforderungen an netzbildende Offshore-Windkraftanlagen (OWPPs)
- Fehlerreaktion in 100 % wechselrichterbasierten Netzen wie dem Offshore-Wechselstromnetz mit den OWPPs und den Offshore-HGÜ-Wechselrichtern
- Schwarzstartbeitrag von OWPPs und dem VSC-HGÜ-Wechselrichter

Die heutigen OWPP-Verbindungen basieren auf HVAC-Verbindungen einerseits und andererseits – zu einem beträchtlichen Anteil – auf HGÜ-Verbindungen. Bisher basieren die vorhandenen HGÜ-Verbindungen für die OWPPs alle auf Voltage Source Converters (VSC), die in der Lage sind, das Offshore-Wechselspannungsnetz zu bilden. Die Offshore-WEA, die an diese Art von Wählern angeschlossen werden, sind netzfolgende WEA, die darauf angewiesen sind, dass die Spannung des HGÜ-Wechselrichters bereitgestellt wird. Das Hauptaugenmerk von WP3 lag jedoch auf dem sogenannten Diode-Rectifier (DR)-Konzept. Es wird vorgeschlagen, dass die DRU (Diode-Rectifier Units) den Offshore-VSC-HGÜ-Wechselrichter ersetzt, während der Onshore-VSC-HGÜ unverändert bleibt. Im Fall von DRU als Offshore-HGÜ-Wechselrichter besteht Bedarf an Lösungen zur Stromversorgung des Offshore-Wechselstromnetzes und der Offshore-WEA sowie zur Bildung (Erzeugung und Steuerung) der Offshore-Wechselspannung, da die DRU eine passive einseitige Einheit ohne netzbildende Eigenschaften ist. Es wird davon ausgegangen, dass die OWPP(s) und damit die WTs (Windturbinen) die Aufgabe der Netzbildung im DRU-Konzept übernehmen. Wie in WP3 ausführlich untersucht, können die WTs die Offshore-Wechselspannung so erzeugen und steuern, dass die Leistung über die DRU übertragen wird, wobei nahezu alle OWPP-Funktionen (z. B. Wirkleistungssteuerung, FRT, Frequenzunterstützung für das Onshore-Netz) erhalten bleiben wie im VSC-HGÜ-Fall. Für die anfängliche Stromversorgung (Inbetriebnahme) des Offshore-Wechselstromnetzes und der WEA wurde ein Wechselstromkabel in Betracht gezogen, das getrennt wird, wenn der Stromfluss von WEA über die DRU beginnt.

WP 11

Das übergeordnete Ziel von WP 11 besteht darin, die Best-Practice Regeln, Standards und Anforderungen der relevanten Branchen für HGÜ-Systeme und mit HGÜ verbundene Offshore-Windkraftanlagen zu unterstützen und zu harmonisieren. Es soll sicherstellen, dass die durch das Projekt gesammelten Erfahrungen – einschließlich Forschung und Entwicklung (WPs 2-6) und den Demonstratoren (WPs 9, 10, 15, 16) – für laufende und zukünftige Standardisierungsarbeiten genutzt werden können.

Mehrere Arbeitsgruppen z.B. in IEC, CENELEC, CIGRE behandeln sich überschneidende Themen. Das Projekt PROMOTioN soll dazu beitragen, dass diese Arbeiten, die in nationale und internationale Netzanschlussrichtlinien münden, aufeinander abgestimmt werden.

Die Ziele von WP11 im Einzelnen sind:

- Bereitstellung eines einheitlichen und harmonisierten Satzes von Funktionsspezifikationen für HGÜ-Systeme, Windkraftanlagen und andere an die HGÜ-Systeme angeschlossene Wechselstromsysteme
- Die Ableitung von Empfehlungen für Testverfahren für HGÜ-Systeme und über HGÜ angeschlossene Windkraftanlagen
- Bereitstellung von Funktionsspezifikationen für Modelle von HGÜ-Systemen und Windkraftanlagen, die an HGÜ-Systeme angeschlossen sind
- Empfehlung für die Validierung von Windkraftanlagen, die an HGÜ-Systeme angeschlossen sind

Wesentliche Erkenntnisse des WP 11 wurden in D1.1 „Harmonization catalogue“ [3] zusammengefasst. Darin werden potenzielle Beiträge der verschiedenen Arbeitspakete von PROMOTioN zu laufenden und möglichen neuen Harmonisierungs- und Standardisierungsaktivitäten mit Focus auf Offshore-HGÜ-Übertragungsnetzen identifiziert und analysiert.

Darüber hinaus hat die FGH federführend an einem „Report about best practice for compliance evaluation“ mitgearbeitet, der in D11.5 [4] eingeflossen ist.

Die Offshore-Gleichstromübertragung bringt eine Reihe einzigartiger Herausforderungen für Standards, Prozesse und Konformitätstests mit sich. Deliverable D 11.5 fasst die in früheren Arbeitspaketen entwickelten Erkenntnisse zum Entwurf, zur Spezifikation und zum Testen eines vermaschten Gleichstromsystems zusammen. Die wesentlichen Schlussfolgerungen und Empfehlungen hinsichtlich der Weiterentwicklung von Verfahren zur Compliance Evaluation umfassen die folgenden Punkte:

- Der Austausch von generischen Black-Box-Modellen reicht nicht aus, um eine effektive Entwicklung und Analyse von vermaschten Netzen zu unterstützen. Ausreichend offene und vollständige Modelle müssen an den wichtigsten Punkten des Projektdesigns und der Inbetriebnahme verfügbar sein und zusammengeführt werden.
- Es ist erforderlich, die Optimierungs- und Steuerungseinstellungen nachzuverfolgen, die während der Entwicklung eines Projekts und seines anschließenden Betriebs vorgenommen werden, und entsprechende Modelle zu pflegen, um sicherzustellen, dass das Gesamtdesign robust bleibt und auch zukünftige Erweiterungen eines vermaschten Netzes effizient unterstützt.
- Der Modellaustausch sollte nicht zu eng beschränkt sein. Modelle mit ausreichenden Details müssen in Formaten ausgetauscht werden, die in der detaillierten Entwurfsphase mindestens eine EMT-Simulation unterstützen, und durch Modelle ergänzt werden, die für die Echtzeitanalyse geeignet sind.
- Konformitätstests sollten nicht nur die Anlage testen, sondern auch die allgemeinen Schutz- und Steuerungskonzepte der vermaschten Gleichstromnetze. Diese Konzepte sollten klar formuliert und

modelliert werden, um die Erweiterung des vermaschten Gleichstromnetzes über die gesamte Projektlaufzeit zu unterstützen.

WP 12

Das Arbeitspaket 12 befasst sich mit der Entwicklung eines Umsetzungsplans für ein zukünftiges europäisches vermaschtes Offshore-Gleichstromnetz bis zum Jahre 2050. Während man sich 2018 mit der Definition von zukünftigen Szenarien beschäftigte und entsprechende Eingangsdaten gesammelt und angepasst wurden, sind 2019 daraus resultierende Offshore-Topologien entwickelt worden.

Es wurden drei zukünftige Szenarien definiert, welche sich hinsichtlich ihrer Entwicklung der installierten Leistung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Erneuerbaren) unterscheiden. Als Basis dienten die drei ENTSO-E TYNDP 2018 Szenarien, welche modifiziert und umbenannt wurden:

- Distributed Generation (DG) → Low Szenario
- Sustainable Transition (ST) → Central Szenario
- Global Climate Action (GCA) → High Szenario

Die Umbenennung soll den Unterschied hinsichtlich der installierten Offshore-Erzeugungsleistung verdeutlichen. So sind im High Szenario ca. 205 GW Erzeugungsleistung im Jahre 2050 in der Nordsee installiert, im Central Szenario 150 GW und im Low Szenario sind es 90 GW. Die unterschiedlichen installierten Leistungen führen zu entsprechenden Verschiebungen hinsichtlich der onshore und offshore installierten Erneuerbaren in den Nordsee Anrainern, d.h. im Low Szenario wird von einem höheren Ausbau von onshore Wind und PV-Anlagen ausgegangen als beim High und Central Szenario.

Weiterhin sind aufgrund unterschiedlicher Rahmenbedingungen, was die europäische Zusammenarbeit und technischen Möglichkeiten betrifft, vier unterschiedliche topologische Offshore-Konzepte entwickelt worden (Bild 3). Bei dem Business-as-usual (BAU) Konzept erfolgt die Anbindung zukünftiger offshore Windparks weiterhin mit Punkt-zu-Punkt Verbindungen, je nach Distanz entweder in AC oder DC-Technologie. Beim National Distributed Hubs (NAT) Konzept werden einzelne offshore Windparks zu Clustern geschlossen und dann an das entsprechende zugehörige nationale Onshore-Netz angeschlossen. Beim Centralized Wind Power Hubs (HUB) Konzept werden dagegen künstliche Inseln in der Nordsee aufgeschüttet und die umliegenden Windparks, wenn möglich, mit AC-Technik an die dortigen Sammelschienen angeschlossen. Die Anbindung an das Onshore-Netz erfolgt dann über DC-Verbindungen. Beim European Distributed Hubs (EUR) Konzept werden die Windparks ähnlich dem NAT Konzept geclustert, wobei hier eine starke europäische Zusammenarbeit erfolgt und eine Netzanbindung nicht an das jeweilige nationale Netz erfolgen muss.

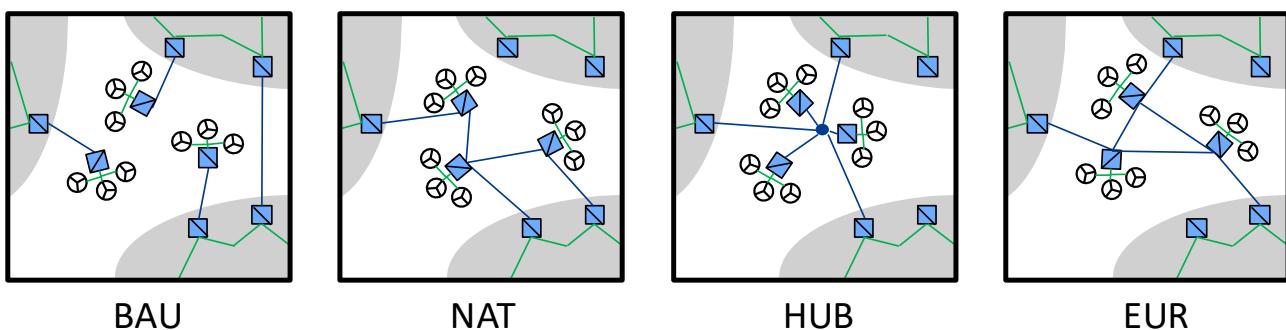


Bild 3 Entwickelte Konzepte für zukünftige Offshore-Systeme

Die aktuelle Aufgabe der FGH innerhalb des Arbeitspaketes ist die Entwicklung und Anwendung einer Betriebssimulation auf die vom Projektpartner entwickelten Offshore-Topologien. Die zuvor vorgestellten

Konzepte werden für alle drei Szenarien entwickelt, so dass schlussendlich 12 mögliche Varianten der Offshore-Netze entwickelt werden. Diese 12 Varianten liegen dann als Entwicklungsplan von 2025 bis 2050 in jeweils fünfjährigen Snapshots vor.

Diese Snapshots werden in ein europäisches TYNDP-Knotenmodell importiert, welches je nach Szenario unterschiedliche Netz- und Marktdaten enthält. Anschließend erfolgt eine Betriebssimulation bzw. Dispatchsimulation über ein Jahr mit einer stündlichen Auflösung. Die Ergebnisse der Simulation erlauben einen Vergleich der vier Konzepte hinsichtlich des sozioökonomischen Nutzens, der CO₂-Einsparungen, den Verlusten im Gleichstromnetz sowie der abgeregelten Energie aus erneuerbaren Quellen (siehe Bild 4).

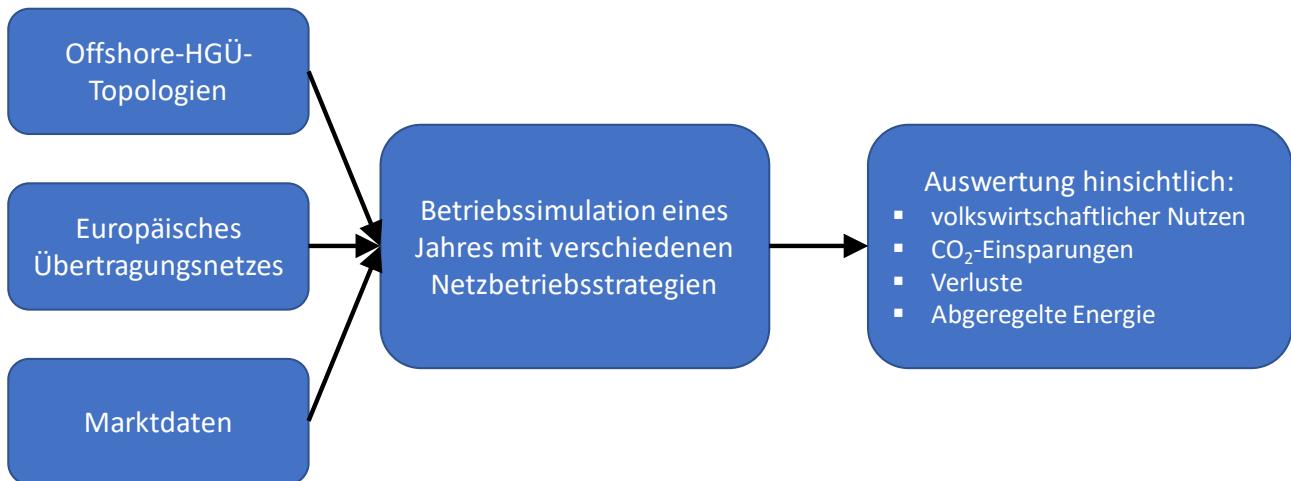


Bild 4 Überblick der Nutzenanalyse von Offshore-HGU-Topologien und Netzbetriebsstrategien in WP12

Zusammen mit den geschätzten Installations- und Betriebskosten (CAPEX und OPEX) ist eine genauere Bewertung der Konzepte möglich. Weiterhin können eventuelle Probleme der entwickelten Topologien identifiziert werden und bei der späteren Netzplanung in der Realität berücksichtigt werden.

Eine detaillierte Vorstellung der Bewertungsmethode und dem Aufbau des Verfahrens erfolgt in dem „Deliverable 12.2 – Optimal Scenario for the Development of a Future European Offshore Grid“ (Version 2) [5]. Nach der Vorstellung des Verfahrens erfolgt die Auswertung der einzelnen Bewertungskenngrößen bzw. Key Performance Indicators (KPI), jeweils für das High, Central und Low Szenario. Auf eine detaillierte Auswertung der einzelnen KPIs soll hier verzichtet werden, stattdessen soll hier auf die gemeinsamen Ergebnistabellen aus den beiden letzten Deliverables des Arbeitspakets 12 eingegangen werden. In „Deliverable 12.3 – Draft Deployment Plan“ [6] erfolgt die Veröffentlichung eines ersten Entwurfs für den Umsetzungsplan des europäischen Offshore Netzes. Dieses diente als Diskussionsgrundlage in verschiedenen Workshops mit potenziellen Stakeholdern für das Offshore-Netz. Die gesammelten Anmerkungen und Erkenntnisse sind schlussendlich in „Deliverable 12.4 – Final Deployment Plan“ [7] veröffentlicht worden, welches die finalen Ergebnisse der Szenarien- und Topologieentwicklungen, sowie der Kosten- und Nutzenanalyse (CBA) enthält. Weiterhin werden alle Aspekte angesprochen, welche für die Errichtung eines (vermaschten) Offshore-Netzes wichtig sind und bei der Planung berücksichtigt werden müssen. Zusätzlich werden Offshore-Projekte vorgestellt, die bereits in naher Zukunft realisiert werden könnten.

Da die Ergebnisse der einzelnen Szenarien nicht miteinander verglichen werden können aufgrund der unterschiedlichen Randbedingungen, welche in die Topologieentwicklung und CBA eingegangen sind, soll eine Auswertung der einzelnen Offshore-Konzepte im High Szenario erfolgen. So kann schlussendlich für jedes eintretende Szenario eine Empfehlung für den Offshore-Ausbau gegeben werden, wobei zuvor eine Gewichtung der einzelnen KPIs erfolgen muss. Je nach Gewichtung ergeben sich dann unterschiedliche

Reihenfolgen für die Bewertung. Da keine Gewichtung im Projekt erfolgt, soll hier nur auf die Ergebnisse der einzelnen KPIs eingegangen werden soll.

Tabelle 1 Ergebnisse der CBA für das High Szenario

KPI	High Szenario					
	BAU	NAT	HUB	EUR	Einheit	Anmerkung
C1: CAPEX	186,6	196,1	171,9	198,5	Mrd. €	
C2: OPEX	54,5	57,1	55,2	57,8	Mrd. €	
B1: sozioökonomische Wohlfahrt	-	10,4	7,6	0,1	Mrd. €	
B2: Integration von Erneuerbaren Energien	-	-83.300.000	235.900.000	-77.800.000	MWh	
B3: CO ₂ Emissionen	-	-41.000.000	-22.700.000	-6.300.000	t	
B6: Versorgungssicherheit: Deckung der Nachfrage	-	-720	-630	-720	MWh	

Bei der Betrachtung der Kostenaspekte (CAPEX und OPEX) im High Szenario fallen das BAU und HUB Konzept mit den niedrigsten Kosten auf. Dies ist auf den hohen Einsatz von AC-Komponenten zurückzuführen, die im Vergleich zu HGÜ-Komponenten wesentlich günstiger sind. Das EUR Konzept hat die höchsten Kosten, welche u.a. durch die Vermaschung des Offshore-Netzes und die damit einhergehende teure Schutztechnik, wie HGÜ-Leistungsschalter, während des Aufbaus entstehen.

Bei den vier anderen KPIs handelt es sich um den Nutzen, welcher als Differenz zu einem Basisfall berechnet wird. Da beim BAU Konzept eine Fortführung des Offshore-Ausbaus mit Punkt-zu-Punkt Verbindungen erfolgt, wird dieses Konzept als Basisfall definiert. Die höchste sozioökonomische Wohlfahrt wird dann im NAT Konzept erreicht. Gegenüber dem Basisfall sind Einsparungen der Erzeugungskosten von ca. 10,4 Mrd. Euro jährlich möglich. Beim HUB und EUR Konzept sind ebenfalls Wohlfahrtsgewinne möglich.

Bei der KPI B2 erfolgt die Ausweisung der abgeregelten Energiemenge aus Erneuerbaren Energien. Hierbei wird u.a. das Offshore-Netz hinsichtlich der Bereitstellung von zusätzlichen Übertragungskapazitäten zwischen den Gebotszonen bewertet. Hohe Übertragungskapazitäten zwischen den Gebotszonen erlauben einen Austausch der fluktuierenden dargebotsabhängig erzeugten Energie zu unterschiedlichen Zeitpunkten. Bei der KPI B3 erfolgt die Berechnung der verbleibenden Menge an CO₂-Emissionen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein Großteil der Emissionen durch die Verbrennung von grünem Gas (z.B. Methan, hergestellt durch Power-to-Gas) entstehen und es sich somit insgesamt um eine klimaneutrale Erzeugung handeln kann. Bei beiden KPIs hat das NAT Konzept den höchsten Nutzen, d.h. die geringste Energiemenge an abgeregelter EE-Erzeugung und die geringsten CO₂-Emissionen. Bei der letzten KPI B6 erfolgt eine vereinfachte Auswertung der Versorgungssicherheit. Hierbei wird die jährliche Last ausgewiesen, welche nicht durch Erzeugung und Stromimporte gedeckt werden. Da in den Simulationen allerdings keine Flexibilitäten in Form von Batteriespeichern und Demand Side Management berücksichtigt sind, ist dieser Wert aufgrund des hohen Anteils an EE in der Stromerzeugung weit über den vorgeschriebenen Grenzwerten. Bei dieser KPI sind die Offshore-Konzepte mit Multi-Terminal Netzen (NAT, HUB und EUR) wesentlich

besser als der Basisfall, da zusätzliche Übertragungskapazitäten durch das Offshore-Netz in Schwachwindzeiten genutzt werden können, um in einigen Gebotszonen einen Lastabwurf zu verhindern.

Tabelle 2 Ergebnisse der CBA für das Central Szenario

Central Szenario						
KPI	BAU	NAT	HUB	EUR	Einheit	Anmerkung
C1: CAPEX	121,2	125,3	114,8	130,0	Mrd. €	
C2: OPEX	36,3	38,3	35,9	39,7	Mrd. €	
B1: sozioökonomische Wohlfahrt	-	0,7	-6,7	-1,0	Mrd. €	
B2: Integration von Erneuerbaren Energien	-	-600	139.800.000	-10.500.000	MWh	
B3: CO ₂ Emissionen	-	-10.000.000	61.600.000	17.100.000	t	
B6: Versorgungssicherheit: Deckung der Nachfrage	-	-	-	-	MWh	In allen Konzepten gleich

Auf eine weitere Analyse der Ergebnisse für das Central und Low Szenario soll hier aus Platzgründen verzichtet werden. Die Ergebnisse der Konzepte sind in Tabelle 2 für das Central Szenario und Tabelle 3 für das Low Szenario zu finden. Ebenso erfolgt eine detaillierte Analyse in [3] und [5].

Tabelle 3 Ergebnisse der CBA für das Low Szenario

Low Szenario						
KPI	BAU	NAT	HUB	EUR	Einheit	Anmerkung
C1: CAPEX	74,8	74,1	74,1	75,1	Mrd. €	
C2: OPEX	23,4	23,2	24,3	23,8	Mrd. €	
B1: sozioökonomische Wohlfahrt	-	3,6	2,1	4,9	Mrd. €	
B2: Integration von Erneuerbaren Energien	-	4.700.000	41.200.000	5.700.000	MWh	
B3: CO ₂ Emissionen	-	-26.300.000	-15.900.000	-25.500.000	t	
B6: Versorgungssicherheit: Deckung der Nachfrage	-	-470	-480	-90	MWh	

In der zukünftigen Realität wird es wahrscheinlich zu einer Mischform der vier vorgestellten Offshore-Konzepte kommen, so dass die ermittelten Simulationsergebnisse nicht direkt übertragbar sind. So werden in Dänemark und den Niederlanden bereits Pläne für künstliche Offshore-Inseln entwickelt, d.h. es erfolgt eine Umsetzung des HUB Konzepts. Vor allem die niedrigen Entstehungskosten des Konzepts im Zusammenhang mit dem geplanten hohen Offshore-Wind-Ausbau der EU im Rahmen des European Green Deals

ist einer der Gründe für die Umsetzung. Die gewonnenen Erkenntnisse aus dem Arbeitspaket 12 des PROMOTiON-Projekts hinsichtlich der optimalen Onshore-Netzanbindung und somit Netzplanung sind von hoher Relevanz für diese Projekte.

Ebenfalls haben die Ergebnisse gezeigt, dass der hohe Anteil an Erneuerbaren Energien in der europäischen Erzeugung mehr Flexibilitäten in Form von Speichertechnologien, Demand Side Management und Power-to-X benötigt. Nur so ist ein Ausgleich zwischen Zeiten hoher und niedriger dargebotsabhängiger Einspeisung möglich. Ebenso sollte ein noch höherer Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten erfolgen, um die europäische Binnenmarktintegration zu beschleunigen und die zu unterschiedlichen Zeiten vorliegende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien besser nutzen zu können.

Literatur

- [1] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D3.8 – List of requirement recommendations to adapt and extend existing grid codes
- [2] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: www.promotion-offshore.net
- [3] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D11.1 – Harmonization catalogue
- [4] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D11.5 – Report about best practice for compliance evaluation
- [5] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D12.2 – Optimal Scenario for the Development of a Future European Offshore Grid
- [6] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D12.3 – Draft Deployment Plan
- [7] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D12.4 – Final Deployment Plan

Ansprechpartner FGH ▪ M.Sc. Felix Rudolph
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

PLANET – Planning and operational tools for optimising energy flows and synergies between energy networks

EU-Forschungsprojekt GA No. 773839

Laufzeit: 01.11.2017 – 31.01.2021



Am 1. November 2017 startete das von der EU im Rahmen des „Horizon 2020 research and innovation programme“ geförderte Forschungsprojekt, das von einem internationalen Konsortium, bestehend aus 10 Partnerunternehmen, bearbeitet wird. Die Kernaktivitäten der FGH liegen in diesem Projekt im Bereich der internationalen Normung.

Konkret sollen Daten, wie sie im PLANET Projekt in den Anwendungsfällen zur Sektorenkopplung identifiziert wurden, in den Standardisierungsprozess der IEC 61850 eingebracht werden.

Projektziel

Das EU-Forschungsprojekt PLANET (www.h2020-planet.eu) entwickelt ein Entscheidungsunterstützungssystem (Decision Support System) für politische Entscheidungsträger und Netzbetreiber, mit dem Ziel, die vollständige Integration der ständig zunehmenden intermittierenden erneuerbaren Energien in das Stromnetz zu ermöglichen. Erreicht werden soll dies durch die sektorübergreifende Koordination von Energienetzen und -anlagen für Strom, Gas und Wärme (s. Bild 1) mit speziellem Fokus auf Verfahren und Anlagen zur Energiespeicherung und -umwandlung. Flankiert wird das Entscheidungsunterstützungssystem von entsprechenden Technologiemarktmodellen, Empfehlungen für Normung und Politik, Vorschlägen zu Markt-reformen sowie Geschäftsmodellen, um so zu einem erfolgreichen Übergang zu einem vollständig CO₂-freien EU-Energiesystem beizutragen.

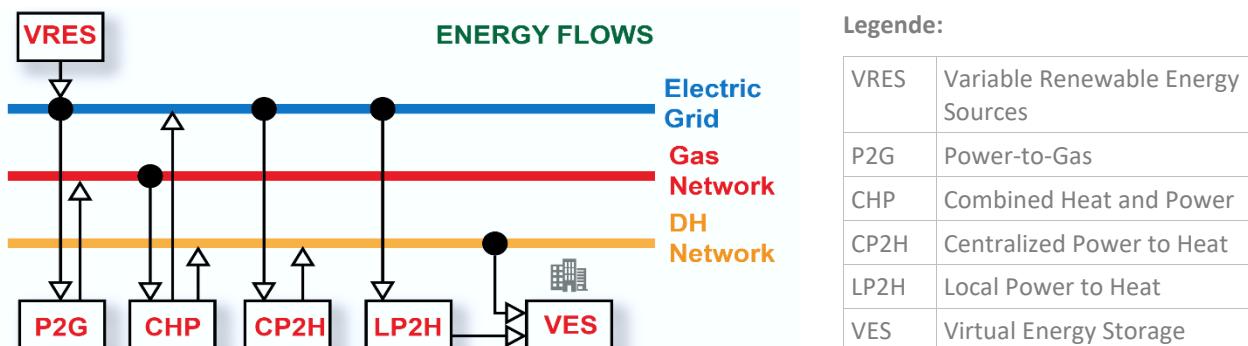


Bild 1 PLANET-Funktionsschema

Das PLANET Decision Support System unterstützt folgende Anwendungsfälle, die unter Leitung der FGH in enger Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern IREN (Italien) und SOREA (Frankreich) ausgearbeitet wurden:

- Nutzung von Power-to-gas zum Engpassmanagement
- Flexibilitätsbereitstellung durch zeitliche Verschiebung des Strombedarfs mittels virtueller Energiespeicherung in Gebäuden
- Stabilisierung des Stromnetzes und Wärmeerzeugung durch KWK Kleinanlagen
- Warmwasserspeicherung in Fernwärmekraftwerken mit zentralen Wärmepumpen
- Reduzierung von industriellen Abgasen und Herstellung von synthetischem Erdgas mittels Power-to-gas

Aufgaben der FGH

Im Rahmen des Projektes PLANET war es die Aufgabe der FGH, relevante internationale Normungsgremien zu identifizieren und die gewonnenen Erkenntnisse aktiv in diese Gremien einzubringen um die Entwicklung neuer, zukunftsträchtiger Standards zu unterstützen. Dabei konnten die folgenden Meilensteine erreicht werden:

1. FGH hat in Zusammenarbeit mit CRIEPI ein PWI (Preliminary Work Item) für IEC 61850-Modellerweiterungen zur Unterstützung von Wärmeenergiesystemen eingerichtet. Dieses PWI wurde von den IEC-Nationalkomitees akzeptiert, und folglich wurde eine Task Force für thermische Energiesysteme (TF 90-27) eingerichtet. Ihre Aufgabe ist es, den Technischen Bericht TR 90-27 zu erstellen, der ein IEC 61850-Informationsmodell für thermische Energiesysteme definiert.
2. Ein Vorschlag zur Prüfung der Verwendung von IEC 61850 für das Management von gasbasierten DER (Distributed Energy Resources), die an Stromverteilungsnetze angeschlossen sind, wurde von der FGH initiiert, ausgearbeitet und an die nationalen IEC-Komitees gesendet. In WG 17 besteht Konsens dahingehend, dass diesem Vorschlag 2021 ein PWI für das Management von gasbasierten DER folgen wird.
3. Die drei wichtigsten PLANET-Anwendungsfälle für thermische Energiesysteme sind im Technischen Bericht der IEC 61850 über thermische Energiesysteme (TR 90-27) enthalten.
4. Die unter Beteiligung der FGH entwickelten Modellierungsprinzipien für nichtelektrische DER wurden in die IEC 61850-7-420 Edition 2 (CDV - Committee Draft for Voting) aufgenommen und werden auch Teil des derzeitigen FDIS (Final Draft International Standard) und der finalen internationalen Norm sein.
5. Die Modellierungsprinzipien für konkrete P2H-Einheiten und KWK, für die Modellierung von Verbindungen zu Wärme- und Gasnetzen und für die Modellierung von Energiedienstleistungen für das Stromnetz, sind im Technischen Bericht der IEC 61850 über thermische Energiesysteme (TR 90-27) enthalten.
6. TC 57 WG 17 betrachtet das PLANET-Informationsmodell (PIM) als einen wichtigen und relevanten Beitrag für die laufenden Arbeiten an thermischen Energiesystemen und empfiehlt die Verwendung des PIM für die Ableitung logischer Knotenklassen und ihrer IEC 61850-Datenobjekte für den Technischen Bericht 90-27.
7. Die Datenattributsemantik für das PLANET-Informationsmodell wird von den PLANET-Projektpartnern FGH, Hypertech, ITM, VAASAETT und VTT und in enger Zusammenarbeit mit dem TF 90-27-Leiter verbessert. Diese erweiterte Semantik sowie die entsprechenden Ressourcenmodelle für P2H, VES und KWK sind im technischen Bericht TR 90-27 der IEC 61850 enthalten. Basierend auf diesen wird die Zuordnung zu logischen Knoten und Datenobjekten nach IEC 61850 durchgeführt.

Kurz gesagt, die Errungenschaften der PLANET-Normung ebnen den Weg für die Erweiterung der Informationsmodelle der aktuellen Norm IEC 61850-7-420 um Informationsmodelle für thermische Energiesysteme sowie Gassysteme und erweitern damit den Anwendungsbereich der IEC 61850-7-420 erheblich.

Die in PLANET durchgeführte Informationsmodellierung bietet eine gute Grundlage für die Modellierung der Sektorkopplung in IEC 61850. Zukünftige Standardisierungsaktivitäten werden auf dieser Grundlage aufbauen, um in kontinuierlicher Anstrengung sicherzustellen, dass zukünftige Entwicklungen in diesem Bereich in der Datenmodellierung nach IEC 61850 widergespiegelt werden.

Weiterbildung

Seminare

FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung

21. - 22.01.2020 in Mannheim

Seminarleitung

Dipl.-Wirt.-Ing. Julia Ziegeldorf-Wächter
FGH e.V., Aachen

Inhalt

Die den Letztverbrauchern dargebotene Versorgungszuverlässigkeit steht als meistbeachtetes Qualitätsmerkmal der Versorgung mit elektrischer Energie im Mittelpunkt des Interesses von Netzbetreibern, Konzessionsgebern und Regulierungsbehörden und ist deswegen auf gesetzlicher Grundlage von den Netzbetreibern zu erfassen. Aussagekräftige Statistiken sind die Grundlage für die Versachlichung der Diskussion um Kosten und Qualität und liefern einen wesentlichen Beitrag für Entscheidungen der technischen und wirtschaftlichen Planung. Die Erfassung und Analyse von Störungen und Versorgungsunterbrechungen wird somit zu einer zentralen Aufgabe. Die Erfassungsschemata für die FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik und ihr österreichisches Äquivalent stellen eine bewährte Methodik zur Verfügung und garantieren eine vollständige Deckung der Anforderungen der BNetzA und der E-Control.

Zielsetzung

Die Struktur der Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik, der Erfassungsumfang sowie die Auswertungsmöglichkeiten werden erläutert. Anhand von praxisnahen Übungen werden die Teilnehmerinnen und Teilnehmer auf die Erfassung und Analyse von Störungen und Versorgungsunterbrechungen im Netzbetrieb vorbereitet.

Resümee

Dieses zu den Klassikern im Weiterbildungsprogramm der FGH gehörende Seminar, das in Zusammenarbeit mit dem FNN angeboten wird, konnte auch 2020 mit sehr guter Resonanz durchgeführt werden.

Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen

04. - 05.02.2020 in Düsseldorf

Seminarleitung

Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brelie,
FGH Zertifizierungsgesellschaft GmbH, Aachen

Inhalt

Die technischen Anschlussrichtlinien VDE-AR-N 4105/-10/-20/-30 haben im April letzten Jahres final die BDEW-Mittespannungsrichtlinie sowie das jeweilige Pendant in der Hoch- und Niederspannung abgelöst. In Kombination mit Anpassungen der gesetzlichen Grundlagen (NELEV, EnWG) und unter Berücksichtigung der Vorgaben aus den europäischen Netzkodizes wurde damit eine neue Phase der Netzanschlussregeln für dezentrale Einspeiser und der Compliance-Regelungen eingeläutet, die auf den guten Erfahrungen der vergangenen Jahre aufbauend, diese zugleich deutlich ausweitet. Diese Anpassungen betreffen dabei nicht allein die technischen Anforderungen, sondern insbesondere auch Vorgaben an die Nachweis- und Inbetriebsetzungsprozesse und stellen damit Netzbetreiber, Anlagenbetreiber und Hersteller vor neue Herausforderungen. Diese Herausforderungen und weitere aktuelle Entwicklungen in der Nachweissystematik werden anschaulich durch die fachkundigen Referenten aufbereitet und dargestellt. Daneben ist den Teilnehmern ausreichend Zeit für Fragen und Diskussion eingeräumt.

Zielsetzung

Es werden vor allem Netzbetreiber und Anlagenbetreiber auf die Besonderheiten der neuen Netzanschlussrichtlinien geschult.

Resümee

Die Beteiligung der Teilnehmenden an den Fragen- und Diskussionsrunden zeigte auf, dass die Thematik insbesondere für Netzbetreiber ein sehr wichtiges Thema und das Seminar deswegen nach wie vor von großem Interesse ist.

Grundlagen und Anwendung der IEC 61850

22.-04. - 23.04.2020 (Online)

Seminarleitung

Prof. Michael Igel,

HTW des Saarlandes, Saarbrücken

Inhalt

Die internationale Normreihe IEC 61850 zur Kommunikation in der Schutz- und Stationsleittechnik findet weltweit Anwendung. Systemunabhängigkeit und Flexibilität versprechen neben vielfältigen technischen Vorteilen auch eine Senkung der Gesamtkosten über die Lebensdauer von Schaltanlagen. Außerdem zeichnet sich ein vielfältiger Einsatz der Normenreihe in Kommunikationsaufgaben bei Smart Grid-Anwendungen außerhalb der klassischen Stationsleittechnik ab.

Die Normenreihe IEC 61850 beschreibt im Gegensatz zu früheren Kommunikationsnormen nicht nur technische Aspekte der Protokolle, sondern definiert in einem deutlich umfassenderen Ansatz ein eigenes Datenmodell für den Bereich der Schutz- und Stationsleittechnik aber auch der dezentralen Energieversorgung im Allgemeinen, beschreibt zugehörige Dienste und enthält außerdem verschiedene Methoden zur Unterstützung des Engineerings. Während dieser umfassende Ansatz einerseits viele technische und auch wirtschaftliche Vorteile erschließt, ist andererseits die Komplexität des Normenwerks entsprechend hoch.

Zielsetzung

Dieses Seminar gibt eine grundlegende Einführung in die Philosophie, die Konzepte und den Aufbau der Normenreihe. Weiterhin werden Anwendungsmöglichkeiten dargestellt, die anhand praxisrelevanter Beispiele verdeutlicht werden.

Resümee

Mit diesem Seminar feierte die Weiterbildung Online-Premiere und begeisterte Teilnehmende aus Deutschland, Österreich und der Schweiz. Das Feedback auf das neue Online-Seminar war durchweg positiv, wie Sie hier nachlesen können: <https://www.fgh-ma.de/de/newsroom/aktuelles/weiterbildung-feiert-online-premiere>

Leistungselektronische Anwendung in elektrischen Netzen

12. - 14.05.2020 (Online)

Seminarleitung

Dr.-Ing. Thomas Weber,

Schneider Electric GmbH, Seligenstadt

Inhalt

Die Bedeutung leistungselektronischer Komponenten in der elektrischen Energieversorgung hat stark zugenommen. Die Leistungselektronik ist nicht nur auf der Verbraucherseite zu finden, sondern wird für nahezu alle Netzanbindungen von Erzeugungseinheiten im Bereich Photovoltaik und Windenergie eingesetzt und wird auch für Betriebsmittel der Übertragung und Verteilung verstärkt diskutiert. Daher sind aus Systemsicht nicht nur die Netzrückwirkungen der leistungselektronischen Betriebsmittel zu betrachten, sondern auch deren Regeleigenschaften.

Das Seminar gibt eine kompakte Darstellung der theoretischen Grundlagen zu leistungselektronischen Bauelementen und der Systematik von Umrichterschaltungen und deren Regelung. Darauf aufbauend werden Anwendungen leistungselektronischer Betriebsmittel vertiefend behandelt. Dazu gehören stromrichtergespeiste Antriebe, Windenergie- und PV-Anlagen aber auch HGÜ-Systeme. Weiterhin werden Fragen zur Modellierung leistungselektronischer Komponenten für Netzberechnungen einerseits und für dynamische Simulationen andererseits behandelt. Besonderes Augenmerk wird dabei auf praxisgerechte Vorgehensweisen und Zusammenhänge mit den Netzanschlussregeln gelegt.

Zielsetzung

Die Teilnehmer werden durch die Vermittlung der theoretischen Grundlagen zu den Bauelementen und der Systematik der leistungselektronischen Schaltungen in die Lage versetzt, reale Schaltungen zu verstehen und anhand ihres Verhaltens einordnen zu können. Durch die Darstellung praktischer Anwendungen wird den Teilnehmern die Nutzung der Kenntnisse in verschiedenen beruflichen Arbeitsfeldern ermöglicht.

Resümee

Die Teilnehmer des Seminars schätzten die sehr guten Vorträge und die hohe Kompetenz der Referenten. Auch bei kleinem Teilnehmerkreis fanden vielfältige und angeregte Diskussionen statt.

Grundlagen der elektrischen Energieversorgung

05. - 11.08.2020 (Online)

Seminarleitung

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfram Wellßow

Universität Kaiserslautern, Kaiserslautern

Inhalt

Die elektrische Energieversorgung steht aufgrund der emissionsbedingten Klimaveränderungen im Fokus der Öffentlichkeit und der politischen Debatte. Durch den steigenden Anteil der vorwiegend kleinteiligen erneuerbaren Erzeugung ergeben sich neue Anforderungen an die Energienetze, die Betriebsmittel und die leittechnische Ausstattung. Trotz der sich massiv verändernden Betriebsweise und der fortschreitenden Digitalisierung müssen jedoch die physikalischen Grenzen weiterhin eingehalten werden, um einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Dazu ist ein fundiertes Grundlagenwissen unabdingbar, das in diesem Online-Seminar vermittelt wird.

Das Seminar bietet einen Überblick über die Energieversorgungsnetze von der Erzeugung bis hin zum Endverbraucher. Nach einer kurzen Einführung in die elektrotechnischen Grundlagen werden die klassischen und die erneuerbaren Erzeugungsanlagen diskutiert. Weiter wird auf die zukünftige Entwicklung der Erzeugungsstrukturen entsprechend den politischen Vorgaben eingegangen. Breiten Raum nehmen die Planungsgrundsätze, die daraus resultierenden Netzstrukturen und die Eigenschaften der Netz-Betriebsmittel quer über alle Spannungsebenen ein. Außerdem wird auf die aktuellen Entwicklungen im Bereich Leittechnik und der sog. „Smart Grids“ eingegangen. Den Abschluss bilden Überlegungen zum Einsatz von Speichern, zum Netzausbaubedarf und zu neuen Systemstrukturen.

Zielsetzung

Die Vertiefung der Grundlagen der elektrischen Energieversorgung.

Resümee

Das Seminar wurde im Rahmen der neu installierten FGH-Sommerakademie erstmals angeboten. Geschätzt haben die Teilnehmer insbesondere das Interagieren bei Rückfragen und das Expertenwissen unseres Referenten.

Die Basics der IEC 61850

14.09. - 09.10.2020 (Online, 8 Termine)

Seminarleitung

Dipl.-Ing. Christoph Brunner und

Dr. Klaus-Peter Brand

it4power, Zug (CH)

Inhalt

Die Normenreihe IEC 61850 zur Netzautomatisierung (Utility Automation einschließlich Schutz und Steuerung) findet weltweit Anwendung. Seit ihren Anfängen in den 1990er Jahren hat sie sich zu einem umfassenden Normenwerk entwickelt. Für Personen, die sich neu mit der Norm beschäftigen, stellt sich daher die Frage, welche Normenteile für ein grundlegendes Verständnis nötig sind. Die seit den Anfängen der Norm in der Standardisierung der IEC 61850 Normenreihe aktiven Experten – Christoph Brunner und Dr. Klaus-Peter Brand – geben eine Übersicht über die Norm, die Konzepte der IEC 61850 und die für das grundsätzliche Verständnis nötigen Normenteile. Dazu gehören das Datenmodell, Kommunikationsdienste, Ethernet-Struktur und Zeitsynchronisation, IED- und Systemarchitektur sowie das Engineering. Das vermittelte theoretische Wissen wird anhand von Beispielen aus der Praxis gefestigt.

Zielsetzung

Die Vermittlung grundlegender Kenntnisse zur Normenreihe IEC 61850.

Resümee

Aufgrund des hohen Interesses an der Normenreihe IEC 61850 wurde ein mehrstufiges Training mit aufeinander aufbauenden Modulen neu konzi-

piert. Interessenten können nun den für sie passenden Kurs (Einstieger, Fortgeschrittene, Experte) auswählen. Die gute Resonanz auf das Einstieger-Seminar in dieser Seminarreihe ermuntert uns, an diesem Konzept festzuhalten.

Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis

03. - 05. November 2020 (Online)

Seminarleitung

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts,
Universität Duisburg-Essen, Duisburg

Inhalt

Es werden Grundkenntnisse über Berechnungsverfahren und die Modellierung von Energieversorgungssystemen für Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen vermittelt, soweit sie für die praktische Arbeit von Bedeutung sind. Aspekte wie Grenzen der Modellgenauigkeiten, Nachbildung von Regeleigenschaften, Gründe und Maßnahmen bei Konvergenzproblemen, die Abbildung von dezentralen Einspeisungen (DEA) etc. werden behandelt. Zu allen Vorträgen werden praktische Übungen am PC durchgeführt.

Zielsetzung

Die Teilnehmenden werden in die Lage versetzt, typische Netzberechnungsaufgaben aus Planung und Betrieb selbstständig zu lösen. Sie lernen, eine gegebene Aufgabe aufzubereiten, die Möglichkeiten moderner Netzberechnungsverfahren optimal zu nutzen und die erzielten Ergebnisse bezüglich ihrer Qualität zu beurteilen. Ein Schwerpunkt liegt auf der Erkennung möglicher Fehlerquellen und Grenzen der Modellgenauigkeiten. Anhand von praxisnahen Fallbeispielen werden die erworbenen Kenntnisse in kleinen Gruppen vertieft.

Resümee

Dieses mit einer langen Tradition verbundene Grundlagenseminar, das sich großer Beliebtheit erfreut, wurde Corona-bedingt erstmals als Online-Seminar angeboten. Eine besondere Herausforderung bei diesem neuen Format war die Umsetzung der praktischen Übungen. Diese haben wir mit mehreren parallel verlaufenden Sessions gelöst,

bei denen jeweils ein Referent 6 - 7 Personen bei der Durchführung der Aufgaben betreute und mit fachkundiger Auskunft für deren Fragen zur Verfügung stand. Die Lösung der Übungsaufgaben in den Kleingruppen kam bei unseren Teilnehmenden sehr gut an.

Managementwissen für Ingenieure

16.11.-10.12.2020 (Online -8 Termine)

Seminarleitung

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfram Wellßow
Universität Kaiserslautern, Kaiserslautern

Inhalt

Oft entwickeln sich Ingenieure zur Führungskraft und gelangen in Leitungspositionen und ins gehobene Management. In dieser Stellung ist dann nicht nur die fachliche Kompetenz und technische Expertise des Ingenieurs gefragt, sondern darüber hinaus auch Kenntnisse im Management. Grundlagen der Betriebswirtschaft, wie sie bisweilen im klassischen Ingenieursstudium vermittelt wurden und werden, reichen meist nicht für die Bewältigung der neuen Aufgaben und Herausforderungen in einer Führungsposition aus. Ein entsprechendes Aufbaustudium, das das notwendige fachliche Wissen vermittelt, ist oft aus Zeitgründen nicht möglich. Deshalb bietet die FGH im Rahmen eines 4-wöchigen Online-Seminars die Möglichkeit, sich in Kürze ein fundiertes Basiswissen zur Bewältigung von Managementaufgaben anzueignen. Das Online-Seminar umfasst folgende Themenkomplexe, die in 8 Modulen von je 1 ½ Stunden vermittelt werden: Leadership, Unternehmensorganisation, Market Intelligence, Innovation, Finanz- und Rechnungswesen sowie Controlling und Kostenrechnung.

Zielsetzung

Vermittlung von Management-Basiswissen wie z.B. Projektmanagement, Unternehmensorganisation, Finanz- und Rechnungswesen sowie Controlling und Kostenrechnung.

Resümee

Als Querschnittsthema wurde dieses Seminar neu in das Weiterbildungspotfolio der FGH aufge-

nommen. Unsere Teilnehmer waren begeistert von den durch viele Anwendungsbeispiele sehr gut veranschaulichten Inhalten, dem Bezug zur Praxis und dem modularen Aufbau mit 8 Terminen à 1,5 Stunden. Gut angenommen wurde von den Teilnehmern auch die erstmals angebotene Möglichkeit zum Streamen verpasster Module.

Isolationskoordination - Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen
17. - 18.11.2020 (Online)

Seminarleitung

*Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen,
FGH e.V., Mannheim*

Inhalt

Im Rahmen des Online-Seminars werden am ersten Tag wesentliche Grundlagen behandelt. Dazu gehören die Ursachen von Überspannungen und die Ausbreitung von Wanderwellen. Es folgen Beiträge zu Technologie, Bemessung und Einsatz von Ableitern zur Begrenzung von Überspannungen. Der Schwerpunkt des Online-Seminars ist die ausführliche Darstellung des gesamten Prozesses der Isolationskoordination gemäß DIN EN 60071-1 und -2. Dieser wird anhand von praxisorientierten Beispielen von der Analyse auftretender Überspannungen über deren Abbildung in genormten Prüfungen bis hin zur Auswahl von Betriebsmitteln mit den korrekten Bemessungs-Isolationspegeln vermittelt. Der zweite Tag des Online-Seminars ist besonderen Aspekten der Isolationskoordination in Anwendungsfeldern wie z.B. Freiluftschaltanlagen, GIS und Kabelanlagen gewidmet.

Zielsetzung

Das Online-Seminar vermittelt Fachleuten Informationen über Spannungsvorgänge und Möglichkeiten zur Begrenzung von Überspannungen und deren Auswirkungen. Daneben bietet es Gelegenheit zu Diskussionen und fachlichem Austausch.

Resümee

Das Feedback der Teilnehmer war überaus positiv. Besonders geschätzt wurden die umfassende Behandlung des Themas, die praktischen Anwen-

dungen und die hohe fachliche Kompetenz und Erfahrung der Referenten.

Grundlagen der Netzschatztechnik

01. - 03.12.2020 (Online)

Seminarleitung

*Prof. Michael Igel,
HTW des Saarlandes, Saarbrücken*

Inhalt

Da fundiertes technisches Basiswissen nie aus der Mode gerät, entsprechende Schulungen jedoch unter den Rahmenbedingungen von Personalabbau und Reorganisationen zunehmend relevanter werden und Kenntnisse an den Schnittstellen des eigenen primären Arbeitsgebietes für Mitarbeiter von Netzplanung und -betrieb für reibungslose Betriebsabläufe sorgen und Missverständnisse vermeiden, bot die FGH auch in diesem Jahr das Seminar „Grundlagen der Netzschatztechnik“ an – erstmals allerdings online!

Vermittelt wurden die wesentlichen Grundlagen der Netzschatztechnik, z. B. der Kurzschlussstromberechnung, Schutzprinzipien und Fehlerdetektionsmechanismen. Diese wurden durch Anwendungsbeispiele und praktische Hinweise ergänzt. Behandelt werden auch die am häufigsten eingesetzten Schutztechniken in elektrischen Netzen inklusive einem Überblick zu Parametrierungsmöglichkeiten und -erfordernissen.

Zielsetzung

Das Seminar vermittelt allen, die mit Schutztechnik im Rahmen ihrer Tätigkeiten in Berührung kommen, die erforderlichen Grundkenntnisse und ist auch als Einstieg in die Netzschatztechnik geeignet.

Resümee

Seit seiner Einführung 2007 erfreut sich das Seminar ungebrochen großer Nachfrage und war dieses Jahr komplett ausgebucht. Die Teilnehmenden haben uns bescheinigt, sehr viel für Ihren beruflichen Alltag gelernt zu haben. Geschätzt wurden u.a. die Expertise unserer Referenten in Theorie und Praxis, die gelungenen Präsentationen und das Begleitskript zum Nachlesen.

Workshops

E-Mobilität – Netze und Nutzerverhalten

17.-18.06.2020 (Online)

Workshopleitung

M.Sc. Jacob Tran

FGH e.V., Aachen

Inhalt

Die E-Mobilität nimmt in Deutschland an Fahrt auf. Davon zeugen u.a. der zunehmende Ausbau von Ladeinfrastruktur, die sukzessive Umstellung der Produktion bei den deutschen Automobilherstellern von konventionell angetriebenen Fahrzeugen hin zu E-Fahrzeugen, die Errichtung von Fabriken zur Batteriezellenfertigung sowie Batterieforschungszentren und Joint Ventures der Automobilhersteller beim Lademanagement. Doch welche Herausforderungen stellt die Integration der E-Fahrzeuge an die elektrischen Netze? Und welche Anforderungen haben die Nutzer von E-Fahrzeugen? Diesen Fragen gehen wir nach.

Die Auswirkungen bei der Integration von E-Fahrzeugen auf die elektrischen Netze sowie die damit verbundenen Herausforderungen werden thematisiert und Möglichkeiten zum Anreizen eines intelligenten Ladeverhaltens aufgezeigt. Zudem wird dargestellt, welche Anforderungen E-Fahrzeugnutzer an den Zugang zur Ladeinfrastruktur, den Ladevorgang und die Abrechnung haben.

Zielsetzung

Den Stand der E-Mobilität in Deutschland und die unterschiedlichen Anforderungen an die E-Mobilität aus Netz- und Nutzersicht zu verdeutlichen sowie eine Plattform zu bieten, um aktuelle Fragestellungen zum Themenkomplex Elektromobilität kontrovers zu diskutieren.

Resümee

Die Anzahl der Fragen und rege Diskussionen bekräftigten die hohe Relevanz dieses Themas, sowohl für Nutzer von E-Fahrzeugen als auch für Netzbetreiber. Für sehr gut befunden wurden der breit gefächerte Überblick zur E-Mobilität und das Eingehen auf konkrete Fragestellungen.

Digitale Energienetze

09.12.2020 (Online)

Workshopleitung

Univ.-Prof. Markus Zdrallek,

Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal

Inhalt

Der Schlüssel für eine sichere und effiziente Versorgung der Stromkunden liegt in der Digitalisierung der Energienetze. Dies vor dem Hintergrund der weiterhin notwendigen Integration von dezentralen und regenerativen Erzeugungsanlagen mit ihrer schwankenden Einspeisung sowie den riesigen in der Energiewirtschaft anfallenden Datenmengen, deren Auswertung für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb essenziell ist. Doch welche Produkte zur Digitalisierung der Netze sind verfügbar? Welche Prozesse sollten digitalisiert werden und wie wird die Digitalisierung von Prozessen bei Netzbetreibern konkret umgesetzt? Diese Fragen stehen im Fokus des Workshops „Digitale Energienetze“.

Netzbetreiber, Hersteller und Forschungseinrichtungen zeigen auf, welche Prozesse im Energienetz sinnvoll digitalisiert werden können und welche Optimierungspotentiale und Geschäftsmodelle diesen zugrunde liegen. Weiterhin wird beleuchtet, welche Daten in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen sind und wie man an diese Daten gelangt.

Zielsetzung

Die Teilnehmenden lernen Systeme kennen, mit deren Einsatz sich energiewirtschaftliche Prozesse digitalisieren lassen und erfahren von Netzbetreibern, welche Prozesse in deren Unternehmen digitalisiert wurden bzw. in Zukunft digitalisiert werden und welcher Mehrwert für das Unternehmen sich daraus ergibt.

Resümee

Der neue, mit dem AKEI konzipierte Workshop, kam sehr gut an, u.a. weil das Thema der Digitalisierung der Energienetze aus unterschiedlichen Blickwinkeln beleuchtet wurde und so zum regen Austausch zwischen Teilnehmenden und Referenten führte. Eine Wiederholung im kommenden Jahr ist fest eingepflegt.

Inhouse-Schulungen

PHOENIX CONTACT GmbH & Co.KG

VDE-Anwendungsregeln – VDE-AR-N 4110

21. - 22.09.2020 (Online)

Leitung

Dipl.-Wirt.-Ing. Jenny Bünger,

FGH GmbH, Aachen

Inhalt

Vermittelt werden:

- Rechtliche Grundlagen für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen: Rechtlicher Hintergrund von Netzanschlussregeln – Von der Europäischen Verordnung (NC RfG) zur nationalen Anwendungsregel (VDE)
- Neuerungen der VDE-AR-N 4110 /Teil 1: Netzrückwirkungen, statische Spannungshaltung, Wirkleistungsregelung, dynamische Netzstützung und Schutzeinrichtungen
- Neuerungen der VDE-AR-N 4110, Teil 2: Die wichtigsten Änderungen im Vergleich zur BDEW Mittelspannungsrichtlinie 2008 im Überblick
- Messung der elektrischen Eigenschaften nach FGW TR3 Rev.25: Vorstellung der nach VDE Anwendungsregel und FGW geforderten Messungen durch ein akkreditiertes Prüflabor
- Prozess zum Nachweis der Richtlinienkonformität von Erzeugungseinheiten: Ablauf des Zertifizierungsverfahrens, Prototypenverfahren, Herstellererklärungen, Simulationsmodell

Nach jedem Vortrag sowie zum Ende des Seminars werden ausreichend Gelegenheiten zu Fragen an die Referenten gegeben, um das Gesamtverständnis zu fördern und zu festigen.

Zielsetzung

Teilnehmer bekommen einen Überblick zu den VDE-Anwendungsregeln und deren Neuerungen.

Resümee

Begeistert waren die Schulungsteilnehmer davon, dass das „doch eher trockene Thema“ von unserer Referentin „mit Spaß und Freude rübergebracht“ wurde und alle Fragen souverän und zur vollsten Zufriedenheit beantwortet wurden.

Amprion GmbH

Spannung und Spannungsstabilität im Übertragungsnetz

23.11./24.11./14.12.2020 (Online)

Leitung

*Dr.-Ing. Daniel Schacht,
FGH GmbH, Aachen*

Inhalt

Dieses Seminar wurde in Abstimmung mit Amprion konzipiert. Es besteht aus vier Modulen:

Modul 1: Motivation ▪ Einleitung in die grundlegenden Gleichungen für Freileitungen/Kabel/Transformatoren

Modul 2: Grundlagen der Spannungshaltung mit verfügbaren Betriebsmitteln ▪ Amprion-spezifisches Wissen

Modul 3: Einführung in die Spannungsstabilität ▪ Vorstellung der PV-Kurve ▪ Beispiel eines Spannungskollaps (Athen 2004)

Modul 4: Ermittlung der Spannungsstabilitätsgrenze mittels Continuation Power Flow ▪ ÜNB-spezifisches Wissen zur Spannungshaltung ▪ Zusammenfassung

Zielsetzung

Schulung der Teilnehmer auf das Thema Spannung und Spannungsstabilität im Übertragungsnetz

Resümee

Nachfolgend Auszüge der Rückmeldungen von teilnehmenden Amprion-Mitarbeitern:

„... sehr gut organisiert, präsentiert und die dazu gestellten Fragen wurden vollständig beantwortet“

„... Ich möchte mich herzlich bei den Organisatoren und Referenten für eine sehr gut gelungene Schulung bedanken.“

„... Die theoretische Grundlage wurde sehr gut mit relevanten Beispielen aus dem Betrieb bereichert. Ich konnte meine Kenntnisse aus der Uni auffrischen und auch erweitern.“

Promotionen

Auch nach dem Wechsel im Vorstand betreut Herr Universitätsprofessor Dr.-Ing. Albert Moser, Institutsleiter Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft der RWTH Aachen University sämtliche Dissertationen der FGH-Mitarbeiter.

Die Themen sind an aktuelle Forschungsprojekte aus der Zuwendungsforschung sowie der Auftragsforschung angelehnt, etwa zu

- „Auswirkungen veränderter Niederspannungsnetzentgelttarife im Verteilnetz“ (Projekt *U-Quality*, S. 40)
- „Bestimmung wichtiger Qualitätsparameter vom Isolieröl in Transformatoren mittels Ultraschallmessung“ (AiF-Projekt *Isolieröluntersuchung*, S. 6)
- „Betriebsplanung für aktive Verteilnetze“ (Projekt *enera*, S. 16)
- „Bewertung von Konzepten zur Behandlung zeitweiliger Überspannungereignisse aus der Verteilnetzperspektive“ (Projekt *OVRTuere*, S. 30)
- „Ermittlung optimierter Netzausbauentscheidungen in Hoch- und Mittelspannungsnetzen unter Unsicherheit“
- „Optimierte Koordination von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen für die Mittelfristplanung des elektrischen Übertragungsnetzes“
- „Simulation und Bewertung von Betriebsstrategien vermaschter Offshore-HGÜ-Systeme“ (EU-Projekt *PROMOTiON*, S. 48)
- „Untersuchung der Wechselwirkung zwischen lokalen Netzengpassbehebungsmaßnahmen und dem Strommarkt in der zukünftigen Betriebsplanung elektrischer Verteilnetze“ (Projekt *enera*, S. 16)
- „Zuverlässigkeit der Regelleistungsbereitstellung aus Smart Grids“ (s. Projekt *ENSURE*, Jahresbericht 2019)

Studentische Arbeiten

Bachelorarbeiten

Entwicklung eines Verfahrens zur optimalen Skalierung zukünftiger PV-Heimspeicherkombinationen	Tobias Bartusel
Deep Reinforcement Learning für die Simulation von strategischem Bietverhalten flexibler Verteilnetzkunden	Kristian Berch
Modellierung repräsentativer elektrischer Verteilungsnetze	Marvin Berns
Weiterentwicklung einer Modellierung der Verbrauchsstrategien zukünftiger Netzkunden in Smart Grids	Ipek Görgülü
Entwicklung eines motorisierten, mobilen Prüfaufbaus zur Vermessung von Energiekabeln mittels Ultraschall	Usman Muhammad Hussain
Zustandsbewertung von Isolieröl mittels Ultraschalls - Auswertung der Ultraschallmessung von Isolieröl mit definierten Feuchtwerten	Sven Menge
Modellierung des Verbrauchsverhaltens zukünftiger Netzkunden in Smart Grids	Basak Zeynep Özén
Entwicklung eines lokal spezifischen Modells gewerblicher und öffentlicher Elektromobilität	Jannik Schlau
Hyperparameteroptimierung eines Reinforcement-Learning Modells für die Ableitung von Handelsstrategien in Smart Markets	Weizheng Shi

Masterarbeiten

Ermittlung der Konvergenz zwischen den europäischen Mitgliedstaaten bei der Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (NC RfG)	Yacine Ayadi
<i>Die Schaffung eines europaweit homogenen und wettbewerbsfähigen Energiemarkts, vor allem im Strombereich, stellt eines der Hauptziele in der europäischen Energiepolitik dar. Da die Systemsicherheit des europäischen Energiemarktes unter anderem von den technischen Fähigkeiten der Stromerzeugungsanlagen abhängt, war es sinnvoll, einschlägige Mindestanforderungen für Stromerzeugungsanlagen als Voraussetzung für deren Anschluss an das Netz zu definieren. Dies wurde in Form einer Verordnung der Europäischen Kommission vorgenommen, nämlich die Verordnung (EU) 2016/631 vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (NC-RfG).</i>	
<i>Die europäische Verordnung bietet einen einheitlichen Rechtsrahmen für den Netzanschluss und deckt verschiedene technische Aspekte in Bezug auf Frequenz- und Spannungshaltung, Robustheit gegenüber Netzfehlern und die Wiederherstellung des Netzes ab. Mit der Veröffentlichung des NC-RfG sollen Handelshemmnisse in ganz Europa abgebaut und die Integration erneuerbarer Stromquellen unterstützt werden. Eine vollständige Umsetzung des NC-RfG auf nationaler Ebene setzt die Ausführung unterschiedlicher Aktivitäten voraus, insbesondere die Festlegung von Schwellenkapazitäten für die Anlagentypen und die nähere Bestimmung der technischen Anforderungen, die im NC-RfG nicht abschließend definiert sind. Die nationale Umsetzung kann sich von einem Mitgliedsstaat zum anderen aufgrund verschiedener Faktoren</i>	

wie der existierenden Infrastruktur, der bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen sowie der Integration dezentraler Stromerzeugungsanlagen unterscheiden. Es ist daher wichtig, die Konvergenz zwischen den europäischen Mitgliedsstaaten bei ihren nationalen Umsetzungen zu untersuchen.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird die Konvergenz bei verschiedenen technischen Aspekten ermittelt. Zunächst werden die zuständigen Stellen für die Umsetzung des NC-RfG in den jeweiligen Mitgliedsstaaten identifiziert. Dabei werden insgesamt 35 Länder berücksichtigt, die unter dem Dach der ENTSO-E stehen. Darüber hinaus werden die nationalen Netzkodizes der jeweiligen Mitgliedsstaaten ermittelt. Die Analyse der einzelnen nationalen Grid-Codes erfolgt durch Extrahieren der relevanten Daten zu verschiedenen technischen Aspekten und deren Erfassung in einer strukturierten Form, die den Vergleich und die Auswertung der Umsetzungen erleichtert. Schließlich werden Schlussfolgerungen über die Konvergenz gezogen, indem ein Konvergenzgrad für die verschiedenen umgesetzten Aspekte bestimmt wird.

Weiterentwicklung der Prognose vertikaler Blindlasten im Übertragungsnetz

Julien Blaß

Die Spannungshaltung im Übertragungsnetz wird im Wesentlichen durch den Blindleistungsbedarf des Netzes, der mit der Netzbelaistung variiert, und den Blindleistungsbedarf der unterlagerten Spannungsebenen – die vertikale Blindlast – beeinflusst. Der Blindleistungsbedarf des Netzes kann über Lastflussberechnungen direkt ermittelt werden. Die vertikale Blindlast kann aufgrund einer notwendigen reduzierten Abbildung dieser Netzebenen nicht direkt berechnet werden. Der Bedarf kann aber, wie vorangegangene Arbeiten bei der FGH gezeigt haben, auf Basis von Fundamentaldaten, wie der Windenergieeinspeisung und weiteren Eingangsdaten, die sich aus der Abbildung der unterlagerten Spannungsebenen im Netzmodell ergeben, prognostiziert werden. Für diese Prognose hat sich ein Ansatz basierend auf neuronalen Netzen als besonders geeignet herausgestellt, da er die Abbildung nicht linearer komplexer Zusammenhänge erlaubt. Im Rahmen dieser Arbeit wurde dieses bestehende Verfahren weiterentwickelt, um die Güte und Robustheit der Prognose zu erhöhen. Dazu wurde die Eingangsdatenbasis für das Training des neuronalen Netzes durch die Betrachtung mehrerer zurückliegender Jahre deutlich erhöht und um zusätzliche Eingangsdaten erweitert. Die ersten Ergebnisse mit diesem neuen Verfahren zeigen, dass die Prognosen die vertikale Blindlast durch die erhöhte Eingangsdatenmenge detaillierter und robuster abbilden. Durch die verschiedenen Möglichkeiten der Datenaufbereitung und Datenanpassung sind die Knoten zuverlässiger und stabiler zu prognostizieren. Die Unterteilung der Eingangsdaten ermöglicht darüber hinaus präzisere Analysen hinsichtlich zyklischer Einflüsse auf die vertikale Blindlast.

Bewertung von Unsicherheiten bei der Betriebsplanung von Smart Grids

Aziza Fendri

Aufgrund des zunehmenden Zubaus von fluktuierenden Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie der Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors, kommt es in den Verteilnetzen zunehmend zu Engpässen. Um den kostenintensiven Prozess des Netzausbaus möglichst zu verzögern, wird heute dank regulatorischer Änderungen und der zunehmenden Ausstattung der Netze mit Mess- und Steuertechnik (sog. Smart Grids) die Berücksichtigung potentieller Engpässe bereits in der Betriebsplanung begünstigt. Durch den koordinativen Aufwand von Abruf und Bilanzierung der Maßnahmen sowie den Vorlaufzeiten anzupassender Anlagen, muss das Engpassmanagement unter zeitlichem Vorlauf geschehen. Es sind deshalb sowohl die verfügbaren Maßnahmen als auch der zukünftige Netzzustand im Voraus zu prognostizieren. Beide genannten Prognosen basieren größtenteils auf Vorhersagen der Netznutzung. Aufgrund der geringen räumlichen Ausdehnung von Verteilnetzen, können diese Prognosen jedoch stark fehlerbehaftet sein. Die Bewertung der Prognosegüte und der damit verknüpften Einflussgrößen stellt somit eine wesentliche Auswertungsgröße für die Ausgestaltung zukünftiger Betriebsplanungsprozesse dar. Im Zuge dieser Arbeit wird deshalb die Güte der Netznutzungsprognosen bewertet. Zunächst wird eine Literaturübersicht zur Prognosegüte verschiedener Netznutzer (Wind-, PV-Anlagen sowie Lasten) gegeben. Die Auswertung erfolgt hierbei in Abhängigkeit von Aggregationslevel und Prognosehorizont. Anschließend werden von einem großen deutschen Verteilnetzbetreiber gemessene Wind- und PV-Einspeise- sowie Großverbraucherlast-Zeitreihen herangezogen, um mithilfe zweier Prognosemodelle eigene Vorhersagen zu erstellen und auszuwerten. Dazu wird ein Persistenz-Modell für Kurzfristprognosen sowie ein saisonales ARIMA-Prognosemodell

parametriert, trainiert und anschließend auf die Messzeitreihen angewandt. Neben dem Aggregationslevel und Prognosehorizont, umfassen die ausgewerteten Einflussgrößen hierbei die Prognosehöhe, den Sonnenstand sowie Wochentage und Wochenenden. Die Einflussgrößen werden letztendlich zur Verbesserung eines Modells zur Abschätzung der Prognosefehler von deterministischen Prognosen verwendet. Die Auswertungen der Literatur sowie der eigenen erstellten Prognosen zeigen einen erheblichen Einfluss vor allem des Prognosehorizonts und Aggregationslevels auf die Prognosegüte.

Entwicklung eines Verfahrens zur Bestimmung und Optimierung von Engpässen im Smart Grid

Paul Ihrig

Aufgrund des Zubaus von erneuerbaren Energieanlagen und der Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors steigt die Netzauslastung im Verteilnetz an. Dies führt dazu, dass für bestehende Verteilnetze zunehmend Strom- und Spannungsengpässe auftreten. Durch regulatorische Änderungen wird die betriebliche Optimierung der Engpässe, also Strom- und Spannungsbandverletzungen, zunehmend ermöglicht. Konzepte zur Nutzung von Flexibilitäten auf Seiten der Netznutzung befinden sich aktuell in der regulatorischen Ausgestaltung. Da die Nutzung der betrieblichen Freiheitsgrade jedoch aufgrund des notwendigen Koordinationsaufwands – etwa zur Bilanzierung bei Wirkleistungsanpassung – unter einem gewissen zeitlichen Vorlauf geschehen muss, müssen potenzielle Engpässe im Netz vorab in der Betriebsplanung prognostiziert und auf Basis dieser Prognose Entscheidungen getroffen werden. Netzbetreiber stehen somit vor der Herausforderung der Bewertung und Optimierung von möglichen Netzengpässen.

In dieser Masterarbeit wird ein Verfahren vorgestellt, dass potenzielle zukünftige Engpässe im Verteilnetz identifiziert und möglichst effizient behebt. Hierzu werden Unsicherheiten der Netzauslastung mittels eines probabilistischen Modells auf Basis von Netznutzungsprognosen und Prognosefehlern abgebildet. Mittels einer Kerndichteschätzung wird dazu die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Prognosefehler der Netznutzung auf Basis einer exogen vorgegebenen deterministischen Prognose abgeschätzt. Anhand einer Leistungsflussrechnung am Punkt der deterministischen Prognose wird die Wirkung der Prognosefehler auf die Leitungsauslastungen und Knotenspannungen linear approximiert und so probabilistische Leitungsauslastungen und Knotenspannungen abgeleitet. Diese werden dazu verwendet, potenzielle Engpässe im Netz zu identifizieren und diese unter der Verwendung einer Optimierung effizient zu beheben.

Im Rahmen exemplarischer Untersuchungen wird das Verfahren zunächst anhand von Voruntersuchungen validiert, ehe es auf ein Mittelspannungsnetzmodell eines deutschen Verteilnetzbetreibers angewandt wird. Anhand der Ergebnisse kann gezeigt werden, dass das Verfahren potenzielle Engpässe identifiziert und diese unter Verwendung der verfügbaren netzbetrieblichen Freiheitsgrade behebt.

A Deep Reinforcement Learning Model for the Simulation of Gaming Strategies in Smart Markets

Nitty Varghese

Die Energiewende, die durch die großflächige Integration dezentraler Energieressourcen herbeigeführt wurde, hat zu neuen Herausforderungen für die Verteilnetzbetreiber geführt. Die hohe Durchdringung erneuerbarer Erzeugungsanlagen und der steigende Anteil neuartiger Lasten durch die Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors führt zu Engpässen im Verteilnetz. Dies erfordert eine aktive Betriebsplanung, um die Versorgungssicherheit zu jeder Zeit zu gewährleisten. Das derzeitige Engpassmanagementverfahren des kostenbasierten Redispatch zielt darauf ab, die Teilnehmer für die entstehenden Kosten/entgangenen Gewinne so zu entlohen, dass sie finanziell indifferent gegenüber der Redispatchbereitstellung sind. Daraus resultieren jedoch fehlende Anreize für ihre Teilnahme. Des Weiteren fehlen regulatorische Grundlagen für die zunehmend notwendig werdende Integration von Lastflexibilitäten in den Redispatch-Prozess. Es werden daher einige alternative Konzepte entwickelt, eines davon ist ein lokaler Flexibilitätsmarkt, der auf einem Pay-as-Bid-Marketclearing basiert. In diesem Markt können Flexibilitätsanbieter ihre Nachfrage- bzw. Angebotsflexibilität netzdienlich dem Systembetreiber anbieten. Die Koexistenz eines zonalen Spotmarktes und eines lokalen Flexibilitätsmarktes kann zur Entwicklung von strategischem Verhalten der Flexibilitäten führen, da sie nun die Opportunitätskosten aus dem lokalen Markt einbeziehen können, während sie auf dem zonalen Markt bieten. Da das optimale Verhalten eines

Netznutzers von Faktoren wie der Netztopologie, der Anzahl der Engpässe, der Anzahl anderer verfügbarer Flexibilitäten und deren Sensitivität gegenüber den Netzengpässen abhängt, sind selbstlernende Verfahren für die Bestimmung des marktorientierten Netznutzerverhaltens notwendig. In dieser Arbeit wird ein Modell zur Identifizierung des strategischen Bieterverhaltens entwickelt. Es wird ein Multi-Agenten-System auf Basis von Reinforcement Learning entwickelt, in dem die flexiblen Agenten (wie Wind- und Photovoltaikanlagen, Speichersysteme, Wärmepumpen, Demand-Side-Management-Einrichtungen und E-Fahrzeuge) kontinuierlich mit dem mehrstufigen Markt interagieren, um die optimalen Strategien zur Maximierung ihrer individuellen Gewinne zu erlernen. Ein Multi-Agent Deep Deterministic Policy Gradient (MADDPG) Algorithmus wird verwendet, um die einzelnen Agenten zu trainieren, wobei jeder Agent lernt, seine individuellen Gewinne zu maximieren. MADDPG hat gute Konvergenzeigenschaften und ist für Agenten mit kontinuierlichem Aktionsraum geeignet. Jeder Agent besteht aus einem neuronalen Netz, das die Aktionen für diskrete Situationen bestimmt, und einem neuronalen Netz zur Aktionsbewertung. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die durchschnittliche Belohnung für die Agenten steigt und eine optimale Strategie gefunden werden kann. Die Auswertung der Einsatzentscheidungen der Agenten zeigt, dass einige Agenten strategisches Bieterverhalten erlernen und so ihre Gewinne auf Systemkosten maximieren.

Auftragsforschung

Neben der Durchführung von Forschungsprojekten werden auch Auftragsforschungs- und wissenschaftliche Untersuchungsprojekte zu unterschiedlichsten Fragestellungen bearbeitet. Als Auftraggeber treten vorzugsweise FGH-Mitgliedsunternehmen, aber auch weitere Unternehmen der Energiebranche auf. Die große Bandbreite der Auftraggeber, die von Netzbetreibern, der Industrie und Dienstleistern bis zu Herstellern und Betreibern von Erzeugungsanlagen oder auch Behörden, Gerichten und Verbänden reicht, verdeutlicht, dass die FGH als unabhängige und objektive Einrichtung in der Fachwelt anerkannt wird.

Der folgende Auszug exemplarischer Projekte aus den beiden Forschungsbereichen **Elektrische Netze** und **Energiotechnische Anlagen** dokumentiert das breite thematische Feld der im Geschäftsjahr durchgeföhrten wissenschaftlichen Untersuchungen.

- Entwicklung von Optimierungsalgorithmen und Prozessen für Netzbetrieb und Netzbetriebsplanung in Übertragungs- und Verteilungsnetzen
- Entwicklung von Algorithmen und Methoden für eine europäische Redispatchoptimierung gemäß Anforderungen nach SOGL und CACM
- Wissenschaftliche Untersuchungen zu Auswirkungen des NABEG 2.0 auf Optimierungsproblemen im Rahmen der Maßnahmendimensionierung
- Studien zum erforderlichen Reservekraftwerkspark für die Gewährleistung eines sicheren Übertragungsnetzbetriebs
- Entwicklung betrieblicher Einsatzkriterien zur Aktivierung der zur Netzstabilität erforderlichen konventionellen Erzeugung auf Basis von Lastflussprognosen
- Entwicklung von Prozessen und Tools zur Validierung der Mindestkapazität (MinRAM) im Kontext des Flow-Based Market Coupling
- Betriebsstrategien für lastflusssteuernde Betriebsmittel im Übertragungsnetz
- Nutzenbewertung mobiler Speicher für netzdienlichen Einsatz im Verteilnetz
- Wissenschaftliche Begleitung der FNN Störungs -und Verfügbarkeitsstatistik
- Algorithmenentwicklung und Prozessgestaltung und Bewertungskriterien in der Mehrjahresschaltplanung
- Bewertung der elektrischen und magnetischen Felder hinsichtlich BImSchV und DGUV
- Berechnung und Bewertung der elektromagnetischen Beeinflussung einer Seekabelkreuzung
- Prototyp zum nicht-invasiven Online-Monitoring von Fehlern an der inneren Leitschicht in VPE-Kabeln während der Produktion
- Gutachten und Ursachenforschung zu Schadensfällen an Mittelspannungskabelmänteln
- Gutachten zu Schadensfällen und Vermessung der Oberwellen an Leistungstransformatoren und Leistungsumrichtern im Industriepark

Durch die im Rahmen der Zuwendungsforschung geförderten Forschungsprojekte sind hier sowohl Spezialwissen bei den Mitarbeitern wie auch spezielle Werkzeuge auf dem aktuellsten technischen Entwicklungsstand vorhanden, die zum Vorteil unserer Kunden eingesetzt werden können. Nicht zuletzt fließen Erkenntnisse aus den Auftragsforschungsprojekten wieder als erweiterte Fragestellungen in die Forschungs- und Entwicklungsprojekte. Darüber hinaus ermöglichen uns diese Arbeiten die Weiterentwicklung unserer

Werkzeuge und entsprechender hochqualitativer und effizienter Dienstleistungen. Somit ist die Auftragsforschung nicht unerheblich am Erfolg unserer Arbeit beteiligt.

Neben den bereits aufgeführten Projekten im Berichtsjahr verfügen wir auf den klassischen Gebieten der Betriebsmittel, Anlagen- und Systemtechnik über fundiertes Wissen und praktische Erfahrungen. Die nachfolgende Aufzählung nennt zur Orientierung einige Themenbereiche:

Forschungsbereich Energietechnische Anlagen

- Modellierung betriebsmittelspezifischer Alterungsverhalten für das Assetmanagement
- Störungsaufklärung
- Schadensanalysen elektrischer Anlagen und Betriebsmittel
- Vor-Ort Diagnosemessungen an Betriebsmitteln
- Beeinflussung benachbart geführter Leitungen
- Berechnung elektromagnetischer Felder an Übertragungsleitungen
- Überspannungsberechnungen, Isolationskoordination und Ableitereinsatz
- Vermessung und Analyse elektrischer Netze/Betriebsmittel hinsichtlich Transienten und (eingekoppelten) Oberschwingungen
- Zerstörungsfreie Zustandsbewertung des Isoliersystems energietechnischer Komponenten
- Prototypen- und Verfahrensentwicklung zerstörungsfreier Diagnostik zur Qualitätssicherung in der Produktion
- Entwicklungsprüfungen von Materialien oder Komponenten

Zur Bearbeitung der Fragestellungen kommen neben anerkannten Software- und Analysetools FGH-Entwicklungen zum Einsatz, wodurch auch spezielle Anforderungen flexibel und effektiv erfüllt werden können.

Forschungsbereich Elektrische Netze

- Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen
- Netzausbauplanung
- Lastflussoptimierung und Netzbetriebssimulation
- Stabilitätsuntersuchungen und dynamische Simulationen
- Zuverlässigkeitssanalysen
- Sonderauswertungen der FNN-Störungsstatistik
- Einsatz von leistungselektronischen Betriebsmitteln (FACTS)
- Einsatz von HGÜ-Anlagen
- Analyse und Parametrierung von Schutzgeräten
- Informations- und Kommunikationstechnik im Energienetz

Für die Lösung dieser Aufgaben setzen wir überwiegend selbst entwickelte, leistungsfähige Softwarepakete bzw. dort eingebundene weitere Analysemodule ein. Damit ist ein sachgerechter Einsatz der Werkzeuge sichergestellt und es ist möglich, auf die jeweilige Fragestellung, etwa durch notwendige Anpassungen, flexibel zu reagieren sowie eine effiziente Bearbeitung der Projekte zu erreichen.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Gregor Brammer
 Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
 Dr.-Ing. Simon Krahlf
 Dipl.-Phys. Bernhard Schowen-von der Brelie

Ausgewählte Auftragsforschung

Entwicklung des DAVinCy-Tools zusammen mit europäischen Übertragungsnetzbetreibern

Im Rahmen des Flow-Based Market Couplings wird eine Kapazitätsallokation zur Wohlfahrtsmaximierung des Stromhandels unter Berücksichtigung von Netznebenbedingungen erreicht. Dazu wird zunächst die maximale Übertragungskapazität lastflussbasiert in Form einer Kapazitätsdomäne ermittelt. Der Marktkopplungsalgorithmus ermittelt anschließend den Market Clearing Point innerhalb dieser Domäne. Für die Kapazitätsberechnungsregion Core (CCR Core) ist geplant, die lastflussbasierte Day-Ahead-Marktkopplung im Februar 2022 einzuführen. Gemäß „Clean Energy Package“ müssen alle dem europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt zugehörigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 70 % der Übertragungskapazität auf allen in der Kapazitätsberechnung berücksichtigten kritischen Netzelementen (CNECs) dem gebotszonenübergreifenden Handel zur Verfügung stellen¹. Wenn auf einem kritischen Netzelement durch diese Vorgabe eine trotz der zur Verfügung stehenden Entlastungsmaßnahmen nicht beherrschbare Engpasssituation entstehen kann, darf der zuständige ÜNB eine Einkürzung der für die Kapazitätsberechnung zur Verfügung gestellten Marge auf diesem Netzelement vornehmen. Die hierzu im Rahmen der Kapazitätsberechnung durchgeführte Prüfung wird als Validierung bezeichnet.

Um die Übertragungskapazitäten adäquat validieren zu können, wurde in Zusammenarbeit mit sechs europäischen ÜNB² und dem Beratungsunternehmen Consentec GmbH das sogenannte DAVinCy-Tool (Day Ahead Validation of Capacity-Tool) entwickelt, welches bereits im Rahmen des offiziellen „External Parallel Run“ der Core CCR im täglichen (Parallel-)Betrieb eingesetzt wird. Die Arbeitsweise des Tools ist in Bild 1 exemplarisch abgebildet.

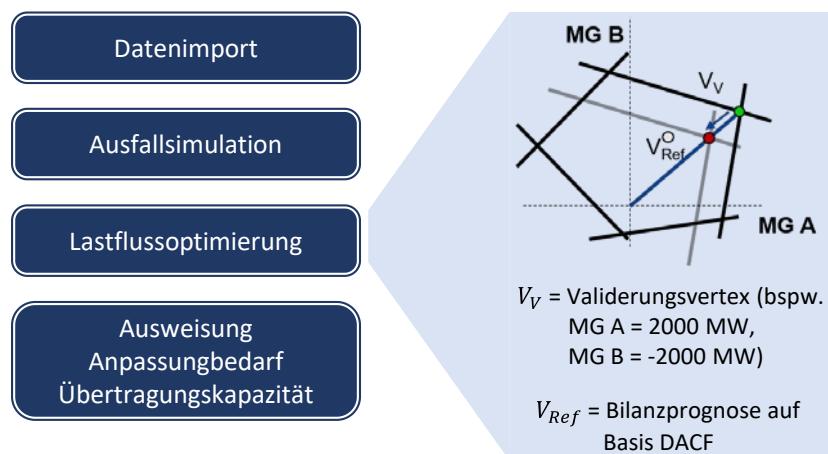


Bild 1 Verfahrensablauf des DAVinCy-Tools

Eingangsdaten des Validierungswerkzeugs sind tagesscharfe Daten zu Einspeisewerten von Kraftwerken, Kraftwerksnichtverfügbarkeiten und Redispatchpotentiale, aber auch regelzonenweite Fundamentaldaten wie Last, EE-Einspeisung oder aber Wetterdaten. Diese Daten werden teilweise aus anderen Vorschauprozessen herangezogen. Weiterhin werden die Daten der vorläufigen und hier zu prüfenden Kapazitätsdomäne eingelesen. Jeder CNEC bildet eine Facette (Hyperebene) dieser Domäne, die in der vereinfachten zweidimensionalen Darstellung oben einer Gerade entspricht. Für die Bilanzzustände verschiedener Stützpunkte der Domäne (im Bild vereinfacht ein Stützpunkt V_V) erfolgt eine Grundlastflussberechnung

¹ Für Deutschland, die Niederlande und Österreich wurde jeweils ein sogenannter Action Plan (Aktionsplan) vereinbart, der einen jährlichen stufenweisen Anstieg der Mindestkapazitäten auf 70 % bis zum Jahr 2025 vorsieht.

² 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Austrian Power Grid AG, TenneT TSO GmbH, TenneT TSO B.V., TransnetBW GmbH

(n-0-Situation) sowie eine Ausfallapproximation (n-1-Situation). Dabei kann unter anderem aufgrund der Mindestvorgabe von 70 % ein engpassbehafteter Netzzustand vorliegen. Die ermittelten Engpässe werden im Rahmen einer Lastfluss-Optimierung durch das Stufen von Phasenschiebertransformatoren oder aber das Anheben bzw. Absenken von Kraftwerksleistung (Redispatch) behoben. Ist eine Entlastung auf Basis der vorgenannten Maßnahmen nicht möglich, wird der analysierte Bilanzzustand (V_V) so weit ins Innere der Domain verschoben, bis die verfügbaren Maßnahmen ausreichen, um alle Engpässe zu beheben. Somit wird der Austausch innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion verringert und die im Rahmen der Lastfluss-optimierung verbleibenden Überlastungen behoben. Der so ermittelte Bilanzzustand wird als neuer Stützpunkt der Domäne definiert, indem die Übertragungskapazität der am Stützpunkt V_V anliegenden Netzelemente reduziert wird. Diese Reduktion der für die endgültige Kapazitätsberechnung verfügbaren Marge auf kritischen Netzelementen stellt die zentrale Ergebnisgröße des DAVinCy-Tools dar.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Simon Krah
M.Sc. Max Hoven

Bewertung der elektromagnetischen Felder von Freileitungen bei Arbeiten unter Spannung

Für Wartungsarbeiten an Freileitungen ist eine vollständige Freischaltung der Leitung üblicherweise nicht möglich. Daher sind Arbeiter während des Aufstiegs am Mast und während der Arbeiten an freigeschalteten Systemen der Leitung zwangsläufig elektromagnetischen Feldern der Nachbarleitung ausgesetzt.

Zur Beurteilung der zu erwarteten Emissionen von elektrischen und magnetischen Felder in relevanten Arbeitsbereichen, entsprechend DGUV Vorschrift 15, ermittelte die FGH für verschiedene Mastbaureihen die resultierenden elektromagnetischen Felder. Die zu untersuchenden Mastbereiche umfassen sowohl den Aufstiegsbereich am Mast, als auch den Arbeitsbereich an demjenigen Leiterbündel, welches dem noch zugeschalteten System am nächsten liegt.

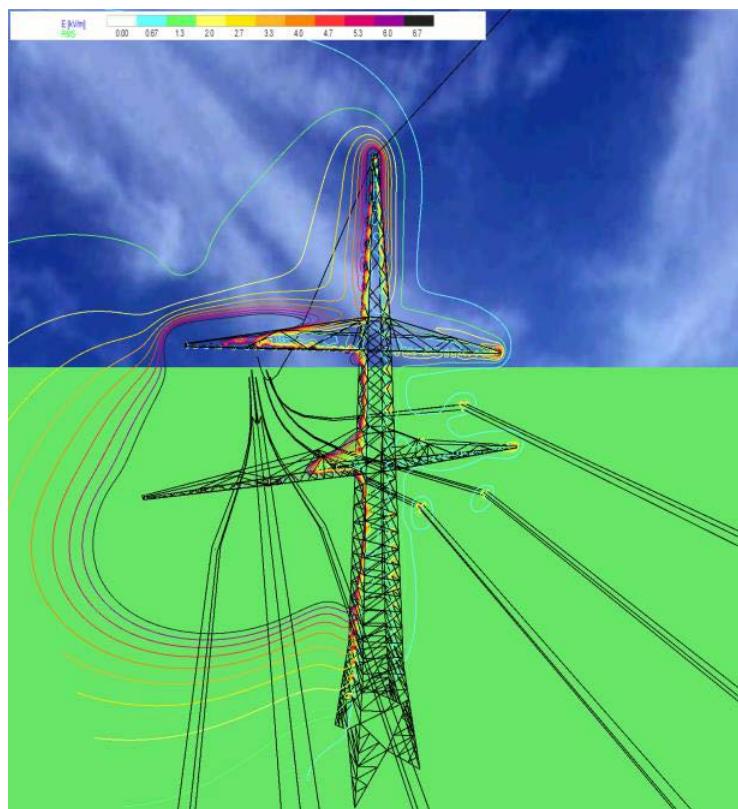


Bild 1 Dreidimensionaler Ergebnisraum der Feldberechnung an einem Mast

Durch den Einsatz vielseitiger Softwaretools wurden die verschiedenen Mastgeometrien anhand der CAD-Spezifikationen nachgebildet (Bild 1). Durch den dreidimensionalen Simulationsraum werden Näherungen, wie sie bei einfachen zweidimensionalen Berechnungen verwendet werden, vermieden. Somit sind die Ergebnisse realitätsnah und bilden eine zuverlässige Basis zur Bewertung nach DGUV 15 oder BImSchV.

Im Resultat ergaben sich Bereiche mit teils hoher Exposition im elektrischen Feld, insbesondere bei örtlicher Nähe zu in Betrieb befindlichen Leitungen. Daher wäre in diesen Bereichen eine zeitliche Beschränkung der Expositionszeit zu empfehlen, so dass der Einfluss auf den menschlichen Körper gering gehalten wird. Im Gegensatz dazu führen die magnetischen Felder in keinem Betrachtungsbereich zu Grenzwertüberschreitungen.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Gregor Brammer
Dipl.-Ing. Jan Scheffer

Prototypentwicklung zur Qualitätssicherung in der Kabelproduktion

Energiekabeln kommen in der Zukunft eine entscheidende Rolle zu. Sowohl im Rahmen des Ausbaus der Windenergie, wo Kabel zur Parkverteilung und Anbindung zum Einsatz kommen, als auch im Bereich der HVDC-Kabelverbindungen ist eine effiziente Produktion mit hohen Qualitätsansprüchen notwendig. Zur Steigerung der Produktionsgeschwindigkeit und zur produktionsbegleitenden Qualitätssicherung bietet die Ultraschalltechnologie neben dem Monitoring der Produktspezifikationen wie Wandstärken, Zentrität und Einschlussfreiheit, die Möglichkeit der Sicherstellung hinreichender Vernetzung des Isoliersystems. Dies ist von besonderer Bedeutung, da die hinreichende Vernetzung moderner Energiekabel fundamental für höhere Betriebstemperaturen und somit höheren Stromtransfer ist. Eine unzureichende Vernetzung würde in Extremfällen zur Zerstörung des Isoliersystems im Betrieb und des Kabels führen.

Zusammen mit einem Kabelhersteller ist es der FGH gelungen, einen Prototypen zum Online-Monitoring unter Verwendung der Ultraschalltechnologie zu entwickeln, zu konstruieren und in Betrieb zu nehmen. Es konnten alle oben genannten Qualitätsmerkmale in die Online-Analyse integriert werden, so dass mit nur einer Technologie vielfältige Informationen zum Produktionsprozess und zu den Produktionsparametern messbar werden. Die Online-Auswertung und -Visualisierung geben den Linienführern ein direktes Feedback über die Qualität des Produktes und ermöglichen schnellstes Eingreifen, sollte die Qualität abnehmen oder „Fehler“ detektiert werden. Zur Minimierung des Ausschusses werden entsprechende Detektionen mit der aktuellen Produktionslänge verknüpft, so dass im Nachgang fehlerfreie Kabellängen weiterverwendet werden können, und nur die tatsächlich fehlerbehafteten Kabellängen in den Recycling-Prozess übergeben werden müssen.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Gregor Brammer
M.Sc. Fabian Lemmerz

Schadensanalyse und Ursachenforschung an Energiekabeln in Windparks

Veränderungen und Fehler von Kabelstrecken lassen sich durch regelmäßige Diagnosemessungen wie beispielsweise der Mantelprüfung bereits frühzeitig erkennen und beheben. Die richtige Interpretation der Messergebnisse ist jedoch nicht immer einfach. Die Ableitung erforderlicher Maßnahmen zur Behebung und zur Vorbeugung weiterer Netzfehler setzt eine genaue Kenntnis des Fehlergeschehens und dessen Ursachen voraus.

Im Verteilungsnetz innerhalb eines Windparks kam es zu einer außergewöhnlichen Häufung von Mantelfehlern. Ein typisches Schadensbild ist nachstehend zu sehen.



Bild 1 Typische Kabelmantelschäden nach Ortung

Nachdem eine stichprobenartige Untersuchung mittels Ultraschalls keine nennenswerten Abweichungen in den Produktionsspezifikationen hervorbrachte, wurde die Netzstruktur innerhalb des Parks sowie die Trassenführung analysiert. Insbesondere der Blick auf das Blitzgeschehen in den Vorjahren motivierte zu einer genaueren Untersuchung der Auswirkungen von Blitzeinschlägen in Windanlagen oder in Trassennähe auf die Energiekabel. In Simulationen zeigte sich, dass ungünstige Bodenbeschaffenheit oder lange Trassenlängen die Spannung über dem Kabelmantel bei Blitzeinschlag auf bis zu 60 kV ansteigen lassen können. Extreme Blitzströme, wenn auch ihre Wahrscheinlichkeit gering ist, können sogar zu Mantelspannungen >100 kV führen. Da eine Mantelprüfung On Site und in der Produktion mit maximal 10-15 kV durchgeführt wird, um die Qualität des Mantels zu sichern, ist davon auszugehen, dass das Blitzgeschehen eine wichtige Rolle bei der Bildung von Mantelfehlern im Praxiseinsatz spielt. In weiteren Untersuchungen konnte der positive Effekt von parallel verlegten erdfühligen Erdungsleitungen gezeigt werden, wodurch sich die resultierenden Mantelspannungen um ca. 20-30 kV reduzieren ließen.

Da die Spannungsfestigkeit des Mantelmaterials in der Literatur nur wenig behandelt wird, fallen endgültige Aussagen hinsichtlich eines zulässigen Grenzwertes für maximale Mantelspannungen schwer. Daher sind weiterführende Recherchen bezüglich der Materialeigenschaften des Kabelmantels Gegenstand zukünftiger Untersuchungen.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Gregor Brammer
Dipl.-Ing. Jan Scheffer

Dienstleistungen unserer Tochtergesellschaften

Bericht Tätigkeiten – Energietechnische Anlagen

Im Fokus der Arbeiten in der Kompetenzlinie *Energietechnische Anlagen* stand 2020 vor allem die weitere Entwicklung ihrer 2019 festgelegten Strategiefelder. Darüber hinaus konnte auch das Bestandsgeschäft erfolgreich ausgebaut werden. Der folgende Überblick zeigt die Schwerpunkte auf.

Das internationale Projektgeschäft, das bereits 2019 mit dem Bezug eines eigenen Büros in Paris Fahrt aufgenommen hat, wurde im Jahr 2020 um Österreich erweitert. In Frankreich führte die FGH zwei Konformitätsstudien (Étude de conformité) und eine Technical Due Diligence durch. Die Grundlagen dafür bildeten jeweils die Gesetzesverordnung vom 23. April 2008 über die technischen Auslegungs- und Betriebsanforderungen für den Anschluss einer elektrischen Energieerzeugungsanlage an ein öffentliches Niederspannungs- oder Mittelspannungsnetz sowie die Technischen Anschlussbedingungen des Verteilnetzbetreibers Enedis (Enedis-PRO-RES_64, Version 2). Weitere Projekte bereitet die FGH derzeit vor, ferner konnte sie den wachsenden Kundenstamm in Frankreich im Oktober 2020 trotz Pandemie mittels eines kostenfreien Fach-Webinars erreichen.

Neben Frankreich hat die FGH ihre internationale Ausrichtung im EZA-Projektgeschäft 2020 aufgrund aktueller Entwicklungen zudem auf Österreich erweitert. Hier hat sie innerhalb kurzer Zeit das Potenzial erkannt und ergriffen. Vier Konformitätsstudien führte die FGH in Österreich durch (Anschlussleistung insgesamt > 100 MW). Die Grundlage bildeten jeweils die nationalen Netzanschlussbedingungen („TOR Erzeuger“ – Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen); weitere Projekte sind geplant. Für den österreichischen Markt fand im Frühjahr 2021 ein Fach-Webinar statt; Anfang November 2020 ist die FGH dem österreichischen Windenergieverband „IG Windkraft“ beigetreten.

Außerordentlich erfolgreich wurde auch der stringente Ausbau von Projekten im Einzelnachweisverfahren, eines weiteren zentralen Strategiefelds, das zugleich auch Geschäftsfelder der Kompetenzlinie *Zertifizierung, Prüfung & Inspektion* umfasst, fortgeführt. Hier fließen die Kompetenzen der FGH aus den Bereichen Modellierung, Simulationsstudien, Zertifizierung und Vermessung zielführend zusammen, um unseren Kunden die vollständige, erforderliche Nachweisführung für den Anschluss von in der Regel größeren Kraftwerken mit Synchrongeneratoren zu bieten.

Unter anderem konnten sowohl Projekte zweier namhafter Gas- und Dampf-Turbinen-Hersteller als auch von Stadtwerken gewonnen werden – mit einer in Deutschland installierten Leistung deutlich über 1 GW. Daneben wurden mehrere Projekte in allen Phasen der Nachweisführung begleitet.

2020 hat die FGH zudem die Netzbetreiber-Dienstleistungen im Rahmen der Konformitätsnachweise konsequent ausgebaut: Zwei Flächen-Verteilnetzbetreiber, beide Mitglieder der FGH, unterstützte sie bereits im zweiten und dritten Jahr in der Netzanschlussprüfung und -bewertung von dezentralen Erzeugungsanlagen. Netzbetreiber entlasten wird auch das Software-Release von ComplEYE, der intelligenten Verwaltungs- und Monitoring-Software für Netzbetreiber zur richtlinienkonformen Überwachung dezentraler Erzeugungsanlagen (mehr dazu unter „Ausgewählte Auftragsarbeiten“, S. 81).

Weiter voran schritt daneben der Ausbau der Grid Code-Analysen, den die FGH um Gap-Analysen für die effiziente und zielgerichtete Nachweisführung in der Richtlinienkonformität im internationalen Kontext erweitert hat. Zielgruppe sind hier insbesondere Hersteller von Erzeugungseinheiten, aber auch Projektierer entsprechender Anlagen im internationalen Umfeld. Hervorzuheben ist eine Studie für die EU-Kommission,

in der die FGH für 35 Länder die jeweilige Umsetzung des Europäischen Netzkodizes RfG in eigene nationale Kodizes untersuchte (mehr dazu im Folgenden unter „Ausgewählte Auftragsarbeiten“, S. 81).

Einen erfreulichen Anstieg der Projekte verzeichnete die FGH auch im Bereich der Wiederkehrenden Prüfungen: Hier gab es 2020 16 Projekte (2019: 2) mit einer Leistung von mehr als 152 MW (2019: 4 MW). Diese Prüfungen wurden in Deutschland auf Grundlage der Europäischen Netzkodizes eingeführt und sollen sicherstellen, dass die Konformität einer Erzeugungsanlage über die gesamte Lebenszeit gegeben ist (Kontrolle von Schutz, relevanten Parametern und Reglerverhalten). Neben dem Vier-Jahre-Turnus kann der Netzbetreiber jederzeit die Vorlage dieser Prüfungsdokumentation verlangen. Der Netzbetreiber hat die Möglichkeit, die Betriebserlaubnis zu entziehen, wenn diese Nachweise nicht erbracht werden können.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brelie

Bericht Tätigkeiten – Elektrische Netze

Der Geschäftsbereich Softwareprodukte und -lösungen der Kompetenzlinie „Elektrische Netze“ wurde in den vergangenen Jahren stark ausgeweitet. So hat sich die Mitarbeiteranzahl seit 2018 verdoppelt und das Portfolio wurde durch neue Dienstleistungen und Module ausgebaut und weiter auf unsere Kunden zugeschnitten. Um deren Anfragen zukünftig noch wirksamer und effizienter bearbeiten zu können, hat die FGH ihren Geschäftsbereich 2020 umstrukturiert.

Teil dieser Umstrukturierung ist zum einen die Etablierung neuer funktionsbezogener Teams, woraus sich folgende Aufteilung ergibt:

Team „Interaktion“ mit dem Ziel der reibungslosen Interaktion verschiedener Komponenten wie einerseits die intuitive Bedienbarkeit unserer Softwareprodukte durch den Benutzer, andererseits die Bereitstellung und Pflege von performanten Schnittstellen, über die unsere Programmmoduln untereinander kommunizieren.

Teamleitung Thomas Honné

Team „Netzmodellierung und -berechnung“ befasst sich u.a. mit der Pflege der mathematischen Beschreibung des Netzmödells in den Komponenten sowie der Weiterentwicklung der elementaren Netzberechnungsalgorithmen, z. B. Lastfluss- oder Kurzschlussstromberechnung.

Teamleitung Sultan Ahmed

Team „Optimierung & Skalierung“ ist zuständig u.a. für die Entwicklung von Optimierungsalgorithmen, insbesondere Verfahren zur Leistungsfluss-Optimierung, und die Skalierbarkeit von Netzberechnungen.

Teamleitung Lutz Malchus

Team „Flexible Softwarelösungen“ hat zum Ziel, den Weg zwischen Idee und Werkzeug durch die Verwendung moderner, skriptbasierter Programmiersprachen zu verkürzen und somit individuelle Softwarelösungen in enger Abstimmung mit den Anwendern zu entwickeln.

Teamleitung Max Hoven

Team „Erweiterter First-Level-Support“, das sich voraussichtlich ab Mitte 2021 formen wird und als Anlaufstelle für die Anwender, zu erreichen über das Ticketsystem, per E-Mail oder telefonisch, fungiert.

Teamleitung Philipp Otte

Eine weitere Anpassung ergibt sich bei den neuen und alten Ansprechpartnern, die für Fragen rund um unsere Softwareprodukte und -lösungen zur Verfügung stehen:

- Dr. Andreas Moormann bleibt Bereichsleiter.
- Dr. Philipp Otte ist als stellvertretender Bereichsleiter verantwortlich für die Qualitätssicherung.
- Dr. Dirk Cremer fungiert als Senior Experte für Netzmodellierung & -algorithmen.

Für das Produktmanagement sind verantwortlich:

- Dr. Dirk Cremer und Dr. Andreas Moormann für das Netzplanungssystem INTEGRAL.
- Thomas Honné übernimmt das Produktmanagement für das Störungsmanagementsystem InterAss.

2020 war der Geschäftsbereich Softwareprodukte und -lösungen Initiator und Teil verschiedener Arbeitsgruppen sowie Projekte (siehe auch Ausgewählte Auftragsarbeiten – Energietechnische Anlagen, S. 81):

„Netzobjekt-Container“ in der INTEGRAL-Arbeitsgruppe „Benutzerschnittstelle“

Im Jahr 2020 hat die INTEGRAL-Arbeitsgruppe „Benutzerschnittstelle“ begonnen, an den „Netzobjekt-Containern“ zu arbeiten, um die FGH-Software anwenderfreundlicher gestalten zu können. Netzobjekt-Container sollen die Bedienung von INTEGRAL an vielen Stellen erleichtern und vereinheitlichen. Sie nehmen eine Menge von beliebigen anderen Netzobjekten auf. Überall, wo in Integral eine Menge von Objekten abgefragt wird, können die Netzobjekt-Container eingesetzt werden.

Beispiele für den Einsatz:

Beobachtungsbereich//Lastfluss-Optimierung	OPF-Flagge
Beobachtungsbereich//NTC-Daten	Reduktions-Flagge
Beobachtungsbereich//PST/HGÜ-Opt.-Daten	wird beobachtet bei schneller Ausfallrechnung
Summennebenbedingung //PST/HGÜ-Opt.-Daten	berücksichtigen bei autom. Ausfall
Wirkungsbereich//PST/HGÜ-Opt.-Daten	

2020 wurden das beschriebene Konzept entwickelt, das Datenmodell implementiert und die Arbeiten an der Oberfläche begonnen. 2021 wird die Funktionalität in INTEGRAL veröffentlicht.

DC-Leistungsfluss-Optimierung

Die Bedeutung der Engpassbehebung und damit der Bedarf an flexiblen Algorithmen zur Leistungsfluss-optimierung nimmt auch in der Netzplanung zu. Bei vergleichsweise großem Prognosehorizont sind bestimmte Modellvereinfachungen zulässig, wie z.B. die Näherungen des Wirkleistungslastflusses. Auf dieser Basis hat die FGH in Zusammenarbeit mit dem Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft der RWTH Aachen ein Modul zur DC-Leistungsfluss-Optimierung entwickelt. Im Vergleich zur AC-Optimierung, die der Genauigkeit der komplexen Lastflussgleichungen entspricht, wird auf diese Weise eine hohe Reduktion der benötigten Rechenzeit angestrebt. Das neue Modul wird sowohl in Projekten eingesetzt, als auch zukünftig als INTEGRAL-Modul den Anwendern zur Verfügung gestellt. Die DC-Optimierung baut dabei auf den gleichen Eingangsdaten auf wie die aktuelle AC-Optimierung. Es müssen also keine Daten zusätzlich gepflegt werden. Stattdessen sind weitere Vereinfachungen hinsichtlich der Spannungshaltung zulässig.

Bericht Tätigkeiten – Prüfungen und Zertifizierungen

Zertifizierungsstelle

Wirtschaftlich blicken wir trotz der Corona-Pandemie auf ein insgesamt sehr erfolgreiches Geschäftsjahr zurück, was sowohl durch eine stabile Auftragsbearbeitung im Bestandsgeschäft als auch durch den kontinuierlichen Ausbau neuer Geschäftsfelder geprägt war.

Erfolgreich Re-Akkreditierungen

Eine wichtige Grundlage hierfür stellte die erneute erfolgreiche Begutachtung der akkreditierten Stellen *Zertifizierungsstelle* und *Prüflabor* durch die Deutsche Akkreditierungsstelle (DAkkS) dar. Im Zuge dessen erfolgte bei beiden eine Erweiterung des Akkreditierungsscopes um Zertifizierungsprogramme, GridCodes und Prüfnormen weiterer Länder – eine Ausweitung, die weiterhin kontinuierlich fortgesetzt wird. Das Prüflabor erhielt zudem die Akkreditierung nach der aktuellen Neufassung der Norm DIN ISO 17025.

Zertifizierungen im Kontext des RfG

Im Bereich der Einheiten- und Komponentenzertifizierung erfolgte ein starker Ausbau neuer Geschäftsfelder, wie z.B. die Zertifizierung von Schutzgeräten und Parkreglern. Hinzu kamen zahlreiche Zertifizierungsprojekte im Kontext des EU *Network Codes Requirements for Generators* (RfG). Hierbei ist neben den Zertifizierungsprojekten gemäß der deutschen VDE-Normen insbesondere ein starker Nachfrageanstieg im Kontext des spanischen GridCodes und der zugehörigen Nachweisprogramme hervorzuheben.

Das Geschäft der Anlagenzertifizierung entwickelte sich, abhängig von den verschiedenen Erzeugungs-technologien, höchst unterschiedlich: Während es bei der Windenergie bedingt durch die politischen Rahmenbedingungen nur zu einem schleppenden Ausbau kam und der Kostendruck auf Hersteller und Projektierer nochmals stark zunahm, verzeichnete die Photovoltaikbranche einen regelrechten Boom, der auch zu einem starken Nachfrageanstieg nach Anlagenzertifizierungen führte. Einen großen Anteil machte dabei nach den VDE-Richtlinien das sog. Anlagenzertifikat B aus, welches mit Ablauf entsprechender Übergangsfristen nun für alle neu installierten Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung zwischen 135 und 950 kW vorzulegen ist. Einen weiteren großen Nachfragesprung verzeichnete die Anlagenzertifizierung C, auch Einzelnachweisverfahren genannt, die für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen mit nicht typgeprüften Erzeugungseinheiten gefordert ist.

Prüfung und Vermessung in Zeiten von Corona

Die Corona-Pandemie hatte im Jahr 2020 einen erheblichen Einfluss auf die Tätigkeiten des Prüflabors. Dies äußerte sich zum einen darin, dass im Frühjahr eine erhebliche Anzahl von Vermessungen aufgrund von Covid-bedingten Projektverschiebungen nicht im vorgesehenen Zeitrahmen begonnen werden konnten, was zu starken Verzögerungen in der Auftragsbearbeitung führte. Zum anderen erfolgte eine temporäre Schließung und im Nachgang der Erlass harter Auflagen für die Nutzung des Prüfzentrum Hüttenstraße in Aachen. Vor diesem Hintergrund ist die Entwicklung des Prüfgeschäfts, insbesondere mit Blick auf den Auftragseingang dennoch als positiv zu bewerten. Neben Vermessungen für Einzelnachweisverfahrensprojekte, hatte das Prüflabor in diesem Bereich mit seinem Angebot des Einbaus und der Überwachung von Störschreibern den richtigen Riecher. Auch mit dem Angebot von Hardware-in-the-Loop-Vermessungen bewies das Prüflabor den richtigen Instinkt, was sich u.a. in einer starken Nachfrage nach EZA-Regler-Vermessungen äußerte. Das Geschäft der Vor-Ort-Inspektionen war von den Corona-Maßnahmen weniger stark betroffen. So verzeichnete die FGH ZGmbH in diesem Bereich neben einem sehr erfreulichen Auftragseingang auch eine stabile Auftragsbearbeitung gemäß der neuen VDE Anwendungsregeln.

Ausgewählte Auftragsarbeiten – Energietechnische Anlagen

FGH erstellt Studie für die EU Kommission zur Umsetzung des European Network Code RfG

Die FGH hat im Auftrag der Generaldirektion Energie – DG Energy – untersucht, wie 35 Länder den European Network Code Requirements for Generators (RfG NC) in eigene, nationale Anschlussregeln für Erzeugungsanlagen umgesetzt haben. Vorausgegangen war eine Ausschreibung der EU-Kommission, welche die FGH für sich gewinnen konnte. Zentrales Ergebnis: Die angestrebte Harmonisierung der Netzzanschlussbedingungen, ein zentrales Ziel der EU-Kommission, konnte nur bedingt bestätigt werden. Die nationalen Unterschiede der technischen Anforderungen sind dadurch zu erklären, dass der RfG NC den Netzbetreibern und Regulierungsbehörden Gestaltungsspielräume für sogenannte nicht-erschöpfende Netzzanschlussanforderungen einräumt. Teilweise wurden aber auch diese Freiräume überschritten bzw. neue, im RfG NC nicht vorgesehene Anforderungen für bestimmte Typen von Erzeugungsanlagen eingeführt. Diese heterogenen Konformitätsanforderungen stellen Hersteller und PGM-Projektentwickler damit vor erhebliche Herausforderungen.

Eine dieser definitorischen Freiheiten ist die Kategorisierung von Power Generation Modules (PGM) nach Typ A bis D. So kann in einem Land eine Stromerzeugungseinheit bereits als Typ B gelten, zählt jedoch in einem anderen Land noch zur Kategorie Typ A, mit dann jeweils anderen Anforderungen an die Netzkonformität. Dadurch bestehen jenseits einer einheitlichen Basis innerhalb des europäischen Strombinnenmarktes weiterhin Markteintrittsbarrieren.

Zudem ist in vielen Ländern noch offen, wie die Akteure die Netzkonformität ihrer PGMs nachweisen sollen. Der RfG präzisiert die Bestimmungen für Konformitätsprüfungen und -simulationen im betrieblichen Notifizierungsprozess nicht – das spiegeln damit auch die bisher in den Ländern eingeführten Konformitätsregelungen wider. Einige Länder haben bisher keine Nachweisbestimmungen umgesetzt, andere arbeiten Nachweisprozesse aus und weitere haben bereits konkrete Prozesse etabliert. Die FGH-Studie gibt daher Empfehlungen, wie ein einheitlicherer Prozess in ganz Europa künftig realisiert werden könnte.

Zur Studie: Directorate-General for Energy (European Commission), FGH (2021): [Implementation of the Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators](#)

Ansprechpartner FGH ▪ M.Sc. Syed Mansoor Ali

ComPIEYE – das wachsame Auge für Netzbetreiber stellt das Compliance Monitoring sicher

2020 hat die FGH ihr Tool „ComPIEYE“ finalisiert. So heißt das wachsame „Auge“ der FGH, das Netzbetreiber bei der (wiederkehrenden) Konformitätsbewertung dezentraler Erzeugungsanlagen unterstützt und auf hohes Interesse bei Netzbetreibern trifft.

Die Anzahl der Anlagen wächst und somit beeinflusst ihr Verhalten die Netz- und Systemsicherheit merklich. „ComPIEYE“ stellt sicher, dass die Überwachung der gesetzlichen Vorgaben über die gesamte Laufzeit von dezentralen Erzeugungsanlagen gegeben ist.

ComPIEYE übernimmt dabei das Monitoring von Fristen, Prüfprotokollen und Prozessen. So verlieren Netzbetreiber keine Frist aus den Augen, sehen den aktuellen Konformitätsstatus des gesamten Netzgebiets und wissen durch Konformitätsprognosen schon jetzt, was auf sie zukommt. Zudem kann ComPIEYE den Aufwand wiederkehrender Prozesse und Aufgaben minimieren. Es liefert Vorlagen für alle Anfragen, kann Mängelberichte erstellen, Anlagenbetreiber benachrichtigen und Sollwertvorgaben definieren. Darüber hinaus übernimmt ComPIEYE die Prozessstandardisierung – personalisierbar auf netzbetreiber-spezifische interne Workflows: die Prüfung von Dokumenten, Checklisten sowie Spezifikation von Rollen

und Verantwortlichkeiten. Einen großen Vorteil bietet ComplEYE mit der Möglichkeit einer Archivierung, so dass alle Dokumente und Vorgaben strukturiert an einem Ort liegen.

Zum Hintergrund: Die technischen Anschlussbedingungen einer Erzeugungsanlage müssen während der gesamten Nutzungsdauer erfüllt werden. Zwar sind die entsprechenden Nachweise durch den Anlagenbetreiber zu erbringen, die Überwachungspflicht liegt allerdings beim Netzbetreiber. Auf nationaler Ebene werden die Anforderungen hierzu über die deutschen Anwendungsrichtlinien VDE-AR-N 4110/4120/4130:2018 umgesetzt, welche fordern, dass

- Betreiber ihre Anlagen alle vier Jahre prüfen müssen (Schutz, Parametrierung, Regelung, USV),
- sie die Dokumentation dem Netzbetreiber auf Verlangen vorlegen.

Die Pflicht einer standardisierten Vorlage für diese Dokumente oder einer unabhängigen Stelle, die diese Prüfungen kontrolliert, existiert nicht.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Theofilos Xanthos

Ausgewählte Auftragsarbeiten – Elektrische Netze

Bidding-Zone-Review Projekt (BZR)

Im Auftrag von 19 europäischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) wurde das Bidding-Zone-Review Projekt (BZR) ins Leben gerufen. Hintergrund ist Artikel 14 „Überprüfung von Gebotszonen“ der EU-Verordnung 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt. Dort heißt es im Abschnitt (5):

„Bis zum 5. Oktober 2019 übermitteln alle maßgeblichen Übertragungsnetzbetreiber einen Vorschlag für die Methoden und Annahmen, die im Hinblick auf das Verfahren zur Überprüfung der Gebotszonen genutzt werden sollen, und für die in Betracht zu ziehenden alternativen Gebotszonenkonfigurationen, der den maßgeblichen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorgelegt wird.“

Die europäischen ÜNB haben unter dem Dach der ENTSO-E entsprechende Methoden entwickelt. Der BZR-Prozess wird regional für sogenannte Bidding-Zone-Review-Regions (BZRR) durchgeführt. Zur BZRR Central Europe gehören die Gebotszonen Frankreich, Belgien, Deutschland + Luxemburg, Österreich, Tschechien, Polen, Slowakei, Ungarn, Slowenien, Kroatien, Rumänien, Dänemark-West, Schweiz und Italien-Nord.

In diesem Projekt werden verschiedene aufeinanderfolgende Berechnungen gemacht. Zuerst erfolgt eine initiale Marktsimulation, der sogenannte Baseline Run. Auf dessen Basis werden Kapazitäten für eine flussbasierte Kapazitätsvergabe (Flow-Based Market-Coupling, FBMC) ermittelt. Diese Kapazitäten werden dann für eine neuerliche Marktsimulation mit flussbasierter Kapazitätsvergabe genutzt. Danach erfolgt eine Redispatch-Berechnung.

Für diese Berechnungen soll die FGH die Module zur Kapazitätsberechnung und zur Redispatch-Berechnung entwickeln und liefern. Hier kommt uns zugute, dass wir für die deutschen ÜNB bereits Module für ähnliche Anwendungsfälle entwickelt haben. Die Module werden in eine Berechnungs-Plattform mit Namen VAMOS integriert, die APG hostet.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Dirk Cremer

Ausgewählte Auftragsarbeiten – Prüfungen und Zertifizierungen

Eine wichtige Auftragsarbeit des Prüflabors war im Jahr 2020 der Abschluss des seit 2017 laufenden Projektes CertBench. Projektpartner waren das Center für Wind Power Drives RWTH Aachen (CWD), ENERCON, UL International DEWI, die FGH Zertifizierungsgesellschaft mbh und das Fraunhofer Institut für Windenergiesysteme in Bremerhaven. Projektziel von CertBench war eine Untersuchung der Frage, ob eine TR3-Vermessung von Windenergieanlagen auch an Systemprüfständen zu technisch sinnvollen und zertifizierungsrelevanten Ergebnissen führt. Dies hat gegenüber der Vermessung im Feld den Vorteil, dass man nicht den volatilen Windverhältnissen ausgesetzt ist, sondern diese je nach Bedarf simulieren kann. Hierdurch kann die Vermessung erheblich verkürzt werden. Zur Untersuchung der Frage wurden die Ergebnisse einer realen Feldvermessung mit den Vermessungen an zwei Systemprüfständen in Bremerhaven und Aachen verglichen. Zukünftig sollen die gewonnenen Ergebnisse als Anforderungen an Systemprüfstände in die Normung übernommen werden.

Eine weitere wichtige Auftragsarbeit des Prüflabors war die Unterstützung eines Projektes zur intelligenten Steuerung eines Netzspeichers. Die konkrete Aufgabe des Prüflabors bestand in der Entwicklung eines entsprechenden Hard- und Softwaresystems für den Betriebsprozess des Speichersystems mit einem besonderen Fokus auf das Engpassmanagement.

Auch im Bereich der Zertifizierung wurden im Jahr 2020 wegweisende Auftragsarbeiten bearbeitet. Zu nennen ist u.a. der Abschluss von insgesamt vier Anlagenzertifizierungen Typ C, d.h. die Zertifizierung von Projekten mit nicht typgeprüften Einheiten. Ein Beispiel hierfür ist die Modernisierung eines aus zwei Blöcken bestehenden Gas- und Dampfkraftwerkes, welches einer der zentralen Versorger für die Stadt München und das Umland ist. Die Zertifizierung nach VDE-AR-N 4120 für den ersten Block mit einer installierten Gesamtleistung von 384 MW, der aus einer Bestandsturbine sowie zwei hinzugebauten Gasturbinen besteht, wurde im April 2020 erfolgreich abgeschlossen. Auch im Bereich der „klassischen“ Anlagenzertifizierung, d.h. dem Anlagenzertifikat A für Mittelspannungs- und Hochspannungsanschlüsse, hat die FGH spannende Auftragsarbeiten bearbeitet. Ein Beispiel ist die Zertifizierung des größten Photovoltaikparks in Deutschland, der aufgrund seiner Größe und der Flächenkulisse ohne Einspeisetarif des Erneuerbaren Energien Gesetzes umgesetzt wurde. Die FGH hat die Zertifizierung des Projektes mit einer Gesamtleistung von 187 Megawatt nach VDE-AR-N 4120 übernommen. Eine Besonderheit ist dabei, bedingt durch die Projektgröße, die Notwendigkeit von drei Anschlusspunkten, die auch drei verschiedene Nachweisprozesse erfordern. Seit seiner Inbetriebnahme Ende 2020 liefert der Photovoltaikpark Strom für ca. 50.000 Haushalte.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Mark Meuser

Kurznachrichten – Rückblick 2020

Fachtagung in Griechenland zur Elektromobilität

Die FGH nahm zu Beginn des Jahres an einer gemeinsamen Fachtagung des griechischen Verteilernetzbetreibers HEDNO mit dem Ministerium für Energie, Handel und Industrie teil. Auf der Agenda stand die Integration der Elektromobilität. Stakeholder der E-Mobilitätsbranche und die griechische Fachpresse verfolgten verschiedene Vorträge zur optimalen Integration der Elektromobilität sowie zu zukünftigen Herausforderungen für das griechische Netz. Thema war auch eine FGH-Studie von 2019, welche die griechische Behörde bereits umgesetzt. Die Studie überträgt die neuesten internationalen Standards auf die nationale Standardisierung und etabliert ein Anmeldeverfahren für neue Ladesäulen im Auftrag von HEDNO. Theofilos Xanthos von der FGH-Gruppe *Netzbetreiberdienstleistungen* analysierte die wichtigsten Ergebnisse für das Publikum.

Branchentag Windenergie NRW

Ein Großteil der Messen fiel 2020 Corona zum Opfer. Doch im August war die FGH als Aussteller beim diesjährigen Branchentag *Windenergie NRW* vertreten, der erstmals in Gelsenkirchen stattfand. Der Wissenschaftspark bot hierfür einen den Corona-Umständen angepassten weitläufigen Rahmen. Die knapp 120 Teilnehmer, Referenten und Aussteller tauschten sich untereinander zu den technischen, wirtschaftlichen, rechtlichen und politischen Themen der Stromversorgung aus Windenergie in NRW, Deutschland und Europa aus.

Die FGH war als Experte der Netzintegration Erneuerbarer Energien sowohl als Aussteller bei der begleitenden Ausstellung als auch mit vier Vorträgen präsent. Am ersten Kongresstag referierte Bernhard Schowe-von der Brelie im Forum Netzintegration 2030 zu den *European Network Codes* und Thomas Beißel stellte die *Systematische Validierung von Systemprüfständen anhand der Typprüfung von Windenergieanlagen* vor. Am

zweiten Tag betrachtete Frederik Kalverkamp in seinem Vortrag die *Europaweite Windparkprojektierung*, während Referentin Jenny Bünger auf die besonderen *Netzanschlussbedingungen von Erneuerbaren Energien in Spanien und das dortige Zertifizierungssystem* einging.

STOREENERGY Congress

Im Bereich Speicheranlagen stellte die FGH ihre Expertise 2020 u.a. mit dem Fachbericht „Europäische Anforderungen für den Anschluss von Speichern an das elektrische Versorgungsnetz“ in der gwf Gas + Energie 7-8/2020 unter Beweis.

Außerdem referierte Frederik Kalverkamp unter dem Titel „*Einsatz von Batteriespeicherlösungen für Flexibilisierungsmaßnahmen im Stromnetz*“ im November über diese aussagekräftige Antwort auf die Volatilität. Seine Bühne war der STOREENERGY Congress in der Messe Offenburg-Ortenau. Co-Autor war Theofilos Xanthos. „*Insbesondere der Einsatz integrierter Batterien von Elektrofahrzeugen in einem sogenannten Vehicle-2-Grid Modus hat wegen der zukünftigen Verfügbarkeit signifikanter, geografisch verteilter Kapazitäten einen besonderen Fokus durch die energietechnische Forschung verdient*“, heißt es in deren Abstract.

Der Vortrag gab einen Überblick zu den Hintergründen und technischen Merkmalen der Batteriespeicher. Zudem beleuchtete er, wie sie sich auf das Stromnetz auswirken und wie sich die Normung im Bereich der elektrischen Eigenschaften entwickelt. Frederik Kalverkamp benannte bekannte Schwachstellen – und deckte unbehandelte Aspekte in der Normung auf.

19. Wind Integration Workshop – virtuell

Zu diesem Workshop lieferte die FGH im November 2020 den Beitrag „*Site Quality Evaluation of Wind Farms in Germany*“ von Frederik Kalverkamp, Jenny Bünger, Kai Raumann und Simon Ledwon, die den Stand in der Entwicklung der TR10 beleuchteten. Das Ergebnis der Analyse: Die derzeit ausgearbeiteten Modellalgorithmen reagieren sehr empfindlich auf veränderte Eingangs-

daten. Dies hat zur Folge, dass kleine Änderungen erhebliche Auswirkungen auf die Standortqualität haben – und damit auch auf die Vergütung der Windenergieanlage. Die nächste Revision sollte daher den Anspruch haben, Definitionen und Algorithmen zu liefern, die zu transparenten, konsistenten und stabilen Auswertungen führen, um die TR 10 zu einem Erfolg in Sachen Standardisierung zu führen.

Wechsel im Vorstand

Neuer Vorstand der FGH e.V. ist seit 1. März 2020 Herr Dr.-Ing. Andreas Olbrich.

Aus dem Vorstand ausgeschieden sind die Herren Dipl.-Ing. Sven Behrend und Prof. Dr.-Ing. Albert Moser (s. S. 1, Bericht des Vorstands).

Wechsel in der Geschäftsführung

Neuer Geschäftsführer der FGH Zertifizierungs-gesellschaft mbH ist seit 16.01.2020 Herr Dr. Mark Meuser – zuvor bereits langjähriger Prokurist und Leiter von Prüflabor und Zertifizierungsstelle – als zweiter Geschäftsführer neben Herrn Dipl.-Be-triebswirt (FH) Daniel Rozic.

Aus der Geschäftsführung ausgeschieden ist Herr Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brelie.

Umzug des Mannheimer Standortes

Mit Ihrem Umzug zum 1. November 2020 ist die FGH näher an das Stadtzentrum gerückt und nun in Mannheim-Neckarau zu erreichen:

Voltastraße 19-21, 68199 Mannheim.

Telefon- und Faxnummern blieben unverändert.

Publikationen

Vorträge

Brammer, G.: FGH-Seminar „Isolationskoordination“, 17.-18.11.2020, online
 „Wanderwellen | Überspannungsschutz von Kabelanlagen“

Brandt, S.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilnetzen“, 4.-5.02.2020, Düsseldorf
 „Rechte Pflichten Fristen | Compliance Monitoring und wiederkehrende Prüfungen“

Bünger, J.: VDE|FNN-Fachforum „Aktuelle Netzanschlussregeln in der Umsetzung“, 4.-5.02.2020, Ulm
 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz Teil 2 – Nachweise“

Bünger, J.: VDE|FNN-Fachforum „Aktuelle Netzanschlussregeln in der Umsetzung“, 28.-29.10.2020, online
 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz Teil 2 – Nachweise“

Bünger, J.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilnetzen“, 4.-5.02.2020, Düsseldorf „Willkommen, Einleitung und Erwartungshaltung | Im Fokus: neue technische Anforderungen in den TARs in a Nutshell | Neue Prozesse für die Inbetriebsetzung und Konformitätserklärung | Behandlung von Prototypen-Anlagen“

Döll, J.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilnetzen“, 4.-5.02.2020, Düsseldorf
 „Einzelnachweisverfahren – Zwischen Produkt- und Projektnachweis“

Erle, N.; Florez, F.; Janischka, U.; Krah, S.; Moser, A.: 16. Symposium Energieinnovation, 12.-14.02.2020, Graz
 „Entwicklung eines probabilistischen Netznutzungsmodells für die Bewertung von Netzausbau- und Netzverstärkungsvorhaben“

Kahlen, C.: FGH-Seminar „Isolationskoordination – Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen“, 17.-18.11.2020, online
 „Prinzipien der Isolationskoordination und Isolationsbemessung, Einführung“

Kalisch, L.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnung in Theorie und Praxis“, 3.-5.11.2020, online
 „Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung | Rechnerpraktikum Lastflussberechnung“

Kalverkamp, F.: 12. Branchentag Windenergie NRW 2020 (Workshop-Organisation und Leitung), 27.-28.08.2020, Gelsenkirchen
 „Windparkprojektierung in Europa“

Kalverkamp, F.; Xanthos, T.: STORENERGY congress, 11.-12.11.2020, online
 „Einsatz von Batteriespeicherlösungen für Flexibilisierungsmaßnahmen im Stromnetz“

Kalverkamp, F.; Raumann, K.; Ledwon, S.; Bünger, J.: 20th Wind Integration Workshop, 11.-13.11.2020, online
 „Site Quality Evaluation of Wind Farms in Germany“

Kalverkamp, F.: FGH-Seminar „Grundlagen der Netzschatztechnik“, 1.-3.12.2020, online
 „Schutzkonzepte für Erzeugungsanlagen in MS- und HS-Netzen“

Meuser, M.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilnetzen“, 4.-5.02.2020, Düsseldorf
 „Anlagenberechnung und -zertifizierung und EZA-Modelle“

Meuser, M.: VDE|FNN-Fachforum „Aktuelle Netzanschlussregeln in der Umsetzung“, 3.-4.03.2020, Neuss
 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz Teil 2 – Nachweise“

Meuser, M.: VDE|FNN-Fachforum „Aktuelle Netzanschlussregeln in der Umsetzung“, 8.-9.10.2020, Bremen
 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz Teil 2 – Nachweise“

Moormann, A.: FGH-Workshop „Digitale Energienetze“, 9.12.2020, online
 „Flexibles Optimierungsframework für einen Einsatz in der Netzplanung“

Moormann, A.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnung in Theorie und Praxis“, 3.-5.11.2020, online „Nachbildung von Betriebsmitteln“

Pfeifer, P.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnung in Theorie und Praxis“, 3.-5.11.2020, online „Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung | Rechnerpraktikum Lastflussberechnung | Beispiele zur Zustandsestimation | Beispiele zur Lastflussoptimierung“

Planic, M.; Brammer, G.; Schübel, J.; Küstermann, M.: VDE-Hochspannungstechnik, 9.-11.11.2020, online „Erforschung wichtiger Einflussparameter auf die Alterung von Isolieröl in Transformatoren mittels Ultraschall“

Schacht, A.: FGH-Workshop „Digitale Energienetze“, 9.12.2020, online „GridCheck - automatisierte Netzanschlussbewertung“

Schowe-von der Brelie, B.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 4.-5.02.2020, Düsseldorf „Willkommen, Einleitung und Erwartungshaltung | Aktuelle Richtlinien zur Anschlussbeurteilung von Erzeugungsanlagen | Grid Code Zertifizierung – Eine Einführung | Einheiten- und Komponentenzertifikate als Basis der weiteren Nachweisführung“

Schowe-von der Brelie, B.: Branchentag Windenergie NRW „Workshop Netzintegration 2030“, 27.08.2020, Gelsenkirchen „Ein neuer Rahmen für die Netzintegration – die European Network Codes“

Schowe-von der Brelie, B.: EnergieAgentur.NRW-Tagung „Verteilnetze im Umbruch – Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber“, 25.03.2020, online „Netzintegration 2.0 – Zertifizieren mit den neuen TARS“

Tran, J.: FGH-Seminar „E-Mobilität – Netze und Nutzerverhalten“, 17.06.-18.06.2020, online „Elektromobilität aus Netzsicht – Ergebnisse der FGH Metastudie“

Ziegeldorf-Wächter, J.: FGH-Seminar „FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung“, 21.-22.01.2020, Mannheim „Erfassung der Netz- und Strukturdaten | Auswertung der Verfügbarkeitsstatistik | Erfassungsschema für die Störungsstatistik | Nutzen und Anwendung der Störungsstatistik“

Veröffentlichungen

Antoine, O.; Henneaux, P.; Rudolph, F. et al.: Towards a Deployment Plan for a Future European Offshore Grid: Development of Topologies, 48 CIGRE Session, Paris, 2020

Bünger, J.; Meuser, M.: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz Teil 2 – Nachweise. TAR Fachforen 2020, VDE FNN, 2020

Dethlefs, T.; Schröder, A.; Kahlen, C.: Marktdesign und Datenmodelle im Projekt FlexHub, ew-zeitschrift 6/2020

Erle, N.; Florez, F.; Janischka, U.; Krah, S.; Moser, A.: Entwicklung eines probabilistischen Netznutzungsmodells für die Bewertung von Netzausbau- und Netzverstärkungsvorhaben, 16. Symposium Energieinnovation, 2020

Kahlen, C.; Schröder, A.; et al.: Arising Sector Coupling Business Models Supporting the Transition to a Low Carbon Economy in Europe – Findings of the PLANET Project, Sustainable Places 2020, Oktober 2020, Digital Event

Kalverkamp, F.; Bünger, J.: Europäische Anforderungen für den Anschluss von Speichern an das elektrische Versorgungsnetz, Zeitschrift gwf Gas + Energie 7-8/2020 (Fachberichte, Energienetz)

Kalverkamp, F.; Raumann, K.; Ledwon, S.; Bünger, J.: Site Quality Evaluation of Wind Farms in Germany, 20th Wind Integration Workshop, online, 2020

Lehmann, D.; Kalisch, L.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: Methodology for Considering Underlying, Decentralized Flexibilities at Frequency Restoration Reserves in Germany, 48 CIGRE Session, Paris, 2020

Moore, J.M.M.; Van Uden, J.; Rudolph, F. et al.: Towards a Deployment Plan for a Future European Offshore Grid: Cost-Benefit Analysis of Topologies, 48 CIGRE Session, Paris, 2020

Pfeifer, P.; Tran, J.; Krah, S.; Moser, A.: Modelling of Uncertainty for Smart Grid Congestion Management, CIRE 2020 Berlin Workshop, Berlin, 2020

Pfeifer, P.; Tran, J.; Berns, M.; Krah, S.; Moser, A.: Modellierung robuster repräsentativer synthetischer Mittelspannungsnetze, 16. Symposium Energieinnovation, Graz / Österreich, 2020

Planic, M.; Brammer, G.: Zustandsbewertung von Isolieröl in Transformatoren mittels Ultraschall, ew-zeitschrift 1/2020

Planic, M.; Brammer, G.; Schübel, J.; Küstermann, M.: Erforschung wichtiger Einflussparameter auf die Alterung von Isolieröl in Transformatoren mittels Ultraschall, etg-VDE Hochspannungstechnik, 9.-11.11.2020, online

Rudolph, F.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: A Security Constrained Optimal Power Flow for Interconnected Meshed AC and DC Transmission Systems with a High Proportion of Offshore Wind Generation, 48 CIGRE Session, Paris, 2020

Schacht, D.; Niewerth, P.; Vennegeerts, H.; Planic, M.; Brammer, G.; et al.: Derivation of Planning Concepts for Further Roll-Out of Devices for Intelligent Network Operation on the MV- and LV-Level. CIRE 2020 Berlin Workshop, 4.-5. Juni, Paper 0084

Tran, J.; Pfeifer, P.; Berch, K.; Krah, S.; Moser, A.: A Deep Reinforcement Learning Approach for Simulating the Strategic Bidding Behavior of Distributed Flexibilities in Smart Markets; Workshop, CIRE 2020, Berlin

Vennegeerts, H.; Kalisch, L.; Ziegeldorf-Wächter, J.; Klettke, A.; Kriete, R.; Schubert, S.; Moser, A.: Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitssberechnung aus der FNN-Störungsstatistik – neue Auswertung der Berichtsjahre 2012-2018. Elektrizitätswirtschaft, 2020, H. 2, S. 42-45. [Download der Auswertung](#) einschließlich der vollständigen Ergebnistabellen (0,9 MB, pdf) sowie [Identische Auswertung der Berichtsjahre 2004-2011 im Jahr 2013](#) und [Identische Auswertung der Berichtsjahre 1994-2001 im Jahr 2004](#)

Gremienarbeit

Mitarbeit in internationalen Normungsgremien

Neben ihrer klassischen Aufgabe, der Abwendung von Gefahren bei der Erzeugung, Verteilung und Anwendung elektrischer Energie, hat die Normung im Rahmen der Vollendung des europäischen Binnenmarktes zusätzliche Bedeutung erlangt. Die europäische Gemeinschaftspolitik verleiht ihr die Rolle eines Instruments bei der Erfüllung wesentlicher Anforderungen aus europäischen Rechtsetzungsakten. Ange- sprochen sind dabei u.a. Aspekte wie Sicherheit und Risikomanagement, Umweltschutz, Arbeitssicherheit sowie freier Warenverkehr und Handel.

Eine Einflussnahme auf die Entstehung und Weiterentwicklung von Normen ist nur noch durch Mitarbeit in internationalen Gremien möglich. Knapp 80 % der Europäischen Normen (EN) werden in weitgehender Anlehnung an internationale Festlegungen der IEC herausgegeben. Etwa 20 % der Europäischen Normen wurden von der CENELEC eigenständig erarbeitet. Rein nationale Normen sind nur noch auf Sonderfälle beschränkt. Angesichts dieser Situation ist eine Beteiligung an den internationalen Normungsaktivitäten unumgänglich, um die berechtigten Interessen der deutschen Energieversorgungsunternehmen und der Industrie zu sichern.

Die derzeitigen strukturellen Veränderungen und Rationalisierungsbestrebungen in unseren Mitglieds- unternehmen haben jedoch leider zu einem spürbaren Rückgang der deutschen Beteiligung an der internationalen Normungsarbeit geführt.

Bereits in den zurückliegenden Jahren hat die FGH auf Gebieten ihrer Kompetenzen die Interessen ihrer Mitgliedsunternehmen tatkräftig und erfolgreich vertreten. FGH-Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sind in einer Vielzahl von Arbeitsgremien, insbesondere aber auch an exponierter Stelle in den Lenkungsgremien tätig. Die FGH betrachtet dies als eine für ihre Mitgliedsunternehmen erbrachte Dienstleistung und ist gerne bereit, im Rahmen ihrer personellen Möglichkeiten zusätzliche Verantwortung zu übernehmen. Die Forschungsvereinigung sieht diese Aktivitäten zugleich als ein hervorragendes Beispiel, wie durch gemeinschaftlich getragene Aktivitäten kostengünstige Lösungen erreicht werden können.

Normung

CLC TC8X, WG003	Requirements for connection of generators to distribution networks	B. Schowe-von der Brelie
DKE K 121	Kurzschlussströme	J. Sichermann
DKE UK 121.1	Kurzschluss-Strom-Berechnung	J. Sichermann
DKE UK 261.1	Elektrische Energiespeichersysteme	J. Döll (Gast)
DKE AK 261.0.1	Prüfgrundsätze für die VDE-AR-N4105	M. Brennecke J. Döll
DKE AK 952.0.10	Kommunikation und Modellierung	M. Zanner
DKE AK 952.0.17	Informationsmodelle und Kommunikation für dezentrale Energieversorgungssysteme	A. Schröder
DKE K 383	Windenergieanlagen	M. Brennecke
DKE K 434	Messrelais und Schutzeinrichtungen	J. Bünger
IEC RE, WG 10	Grid Code Compliance	B. Schowe-von der Brelie
IEC TC 57 WG 10	Power system control and associated communications – Power system IED communication and associated data models	M. Zanner
IEC TC 57 WG 17	Power system control and associated communications – Communication systems for distributed Energy resources (DER)	A. Schröder
IEC TC 88, MT 21	Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines	M. Brennecke
IEC TC 88, WG 27	Electrical simulation models for wind power generation	M. Brennecke

Verbände, Behörden und Wissenschaftliche Vereinigungen

ACER/ENTSO-E	European Stakeholder Committee on Grid Connection	B. Schowe-von der Brelie
BMWi	AG Systemsicherheit der Plattform „zukunftsfähige Energienetze“	S. Krahl B. Schowe-von der Brelie
CIRED	Deutsches Komitee	D. Schacht
DAkkS	Sektorkomitee Erneuerbare Energien	M. Meuser
ENTSO-E	Expert Group Baseline for Type A Power-Generating Modules	M. Ali
ENTSO-E	Expert Group Criteria for Significant Modernisation	F. Kalverkamp
ENTSO-E	Expert Group Mixed Customer Sites	F. Kalverkamp
ENTSO-E	Expert Group Storage Systems	B. Schowe-von der Brelie
ENTSO-E	Technical Group Compliance	B. Schowe-von der Brelie
FGW	FA Elektrische Eigenschaften	M. Meuser
FGW TR3	Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz	J. Döll
FGW TR8	Arbeitsgruppe Komponenten	J. Döll
FGW TR8	Arbeitsgruppe Speicherzertifizierung	J. Döll
FGW TR8	Arbeitsgruppe Technische Konformitätsbewertung	M. Brennecke (Vorsitz)
FGW TR8	Arbeitsgruppe Zertifizierungsstellen	M. Meuser
FGW TR8	Arbeitskreis Zertifizierungsverfahren	M. Meuser (Vorsitz)
FGW UG	Treffen der Messinstitute	M. Brennecke
FNN im VDE	Arbeitsgruppe EN f-Messung	J. Bünger
FNN im VDE	Expertennetzwerk Europäische Netzcodes	B. Schowe-von der Brelie
FNN im VDE	Expertenteam Steuerbox	A. Schröder
FNN im VDE	Projektgruppe Automatische Letztmaßnahmen	S. Krahl
FNN im VDE	Projektgruppe Einflussgrößen auf die Versorgungszuverlässigkeit	S. Krahl J. Ziegeldorf-Wächter
FNN im VDE	Projektgruppe Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz	M. Schoeneberger
FNN im VDE	Projektgruppe Störungsstatistik	J. Ziegeldorf-Wächter A. Brozio

FNN im VDE	Projektgruppe TAR Hochspannung / VDE-AR-N 4120	M. Meuser
FNN im VDE	Projektgruppe Umsetzung Spitzenkappung	S. Krahlf
IEA R&D Wind, Task 11	Base Technology Information Exchange	B. Schowe-von der Brelie
LEE e.V.	Regionalverband Köln/Rheinland	B. Schowe-von der Brelie (Beisitzer Vorstand)
VAZ e.V.	Fachgruppe Netzintegration Erneuerbarer Energien	B. Schowe-von der Brelie (Leitung)
VAZ e.V.	Verband akkreditierter Zertifizierungsstellen	B. Schowe-von der Brelie (stv. Vorsitz)
VIK	Projektgruppe Kennzahlen in Industrienetzen	A. Brozio J. Ziegeldorf-Wächter
WindEurope	Working Group Electrification	F. Kalverkamp
WindEurope	Working Group System Integration	F. Kalverkamp

Mitglieder

Elektrizitätswirtschaft

50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Amprion GmbH, Dortmund

AVU Netz GmbH, Gevelsberg

BKW Deutschland GmbH, Berlin

E.ON SE, Essen mit den Töchtern

- Avacon AG, Helmstedt
- Avacon Netz GmbH, Helmstedt
- Bayernwerk AG, Regensburg
- Bayernwerk Netz GmbH, Regensburg
- Celle-Uelzen Netz GmbH, Celle
- E.DIS AG, Fürstenwalde
- E.DIS Netz GmbH, Fürstenwalde
- HanseWerk AG, Quickborn
- LSW Netz GmbH & Co. KG, Wolfsburg
- Schleswig-Holstein Netz AG, Quickborn

e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt

EWE NETZ GmbH, Oldenburg

LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg

MVV Netze GmbH, Mannheim

N-ERGIE Netz GmbH, Nürnberg

Regionetz GmbH, Aachen

RheinEnergie AG, Köln

SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, München

TenneT TSO GmbH, Bayreuth

TransnetBW GmbH, Stuttgart

Vorarlberger Energienetze GmbH, Bregenz / Österreich

wesernetz Bremen GmbH, Bremen

Westnetz GmbH, Dortmund

WSW Netz GmbH, Wuppertal

Elektroindustrie und Dienstleister

ABB Power Grids Germany AG, Mannheim

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen

CONSENTEC GmbH, Aachen

CURRENTA GmbH & Co. OHG, Leverkusen

Elektrotechnische Werke Fritz Driescher & Söhne GmbH, Moosburg

Fritz Driescher KG Spezialfabrik für Elektrizitätswerksbedarf GmbH & Co., Wegberg

IPH Institut „Prüffeld für elektrische Hochleistungstechnik“ GmbH, Berlin

Lapp Insulators GmbH, Wunsiedel

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

PFISTERER Kontaktsysteme GmbH, Winterbach

PSI Software AG, Berlin

SPIE SAG GmbH, Langen

Schneider Electric GmbH, Seligenstadt

Siemens Energy Global GmbH & Co. KG, Erlangen

SOPTIM AG, Aachen

Tyco Electronics Raychem GmbH, Ottobrunn

umlaut Energy GmbH, Aachen

Korrespondierende Mitglieder

Bacher, Rainer, Dr. sc. techn., Baden / Schweiz

Bauer, Hartmut, Doz. Dr.-Ing., Dresden

Harnischmacher, Georg, Prof. Dr.-Ing., Olpe

Heidinger, Peter F., Prof. Dr.-Ing., Stuttgart

Hinrichsen, Volker, Prof. Dr.-Ing., Darmstadt

Lindmayer, Manfred, Prof. Dr.-Ing., Braunschweig

Meyer, Ernst-Peter, Prof. Dr.-Ing., Kempten

Möller, Klaus, Prof. Dr.-Ing., Aachen

Müller, Bruno, Prof. Dr.-Ing., Erlangen

Oeding, Dietrich, Prof. Dipl.-Ing., Ober-Ramstadt

Plumhoff, Peter A., Prof. Dr.-Ing., Bingen

Schegner, Peter, Prof. Dr.-Ing., Dresden

Schneider, Karl-Heinz, Prof. Dr.-Ing., Heddesheim

Präsidium

Dr.-Ing. Alexander Montebaur Präsident

Vorstandsvorsitzender
E.DIS AG, Fürstenwalde/Spree

Dr.-Ing. Frank Golletz
Technischer Geschäftsführer
50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Dipl.-Ing. Michael Rohde
Neunkirchen

Dr.-Ing. Joachim Schneider
Bereichsvorstand Technik & Operations
E.ON SE, Essen

Dr.-Ing. Martin Schumacher
Vorstandsvorsitzender
ABB Power Grids Germany AG, Mannheim

Verwaltungsrat

Dipl.-Ing. Sven Behrend
COO BKW Infra Services (DE/AT)
BKW Infra Services, Wangen a.A. / Schweiz

Dipl.-Ing. Wilfried Breuer
Mitglied der Geschäftsführung
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

Dr.-Ing. Andreas Cerbe
Mitglied des Vorstands
RheinEnergie Aktiengesellschaft, Köln

Dipl.-Wirtsch. Ing. Ralf Christian
München

Dipl.-Ing. Albrecht Driescher
Geschäftsführer
Fritz Driescher KG Spezialfabrik für Elektrizitätswerksbedarf GmbH & Co., Wegberg

Dipl.-Ing. (TU) Stefan Dworschak
Geschäftsführer
SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, München

Dr.-Ing. Frank Golletz
Technischer Geschäftsführer
50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Dipl.-Ing. Michael Jesberger
Geschäftsführer
TransnetBW GmbH, Stuttgart

Dr. rer. nat. Urban Keussen
Technischer Vorstand
EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg

Dipl.-Ing. Holger Klein
Technischer Geschäftsführer
e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt

Dr.-Ing. Klaus Kleinekorte
Managing Director
Amprión GmbH, Dortmund

Dr. Konstantin Kurfiss
Mitglied des Vorstands
PFISTERER Holding AG; Winterbach

Dipl.-Ing. Tim Meyerjürgens
Geschäftsführer
TenneT TSO GmbH, Bayreuth

Dr.-Ing. Alexander Montebaur
Vorstandsvorsitzender
E.DIS AG, Fürstenwalde/Spree

Vorsitz

Dipl.-Ing. Florian Pavel
Geschäftsführer
MVV Netze GmbH, Mannheim

Dipl.-Ing. Peter Pfannenstiel
Leiter Geschäftsbereich Service
SPIE SAG GmbH, Ergolding

Dipl.-Ing. Michael Rohde
Neunkirchen

Prof. Dr. rer. nat. Dr. h.c. mult. Ulrich Rüdiger
Rektor
RWTH Aachen University, Aachen

Dr.-Ing. Joachim Schneider
Bereichsvorstand Technik & Operations
E.ON SE, Essen

Dr. Harald Schrimpf
Vorstandsvorsitzender
PSI Software AG, Berlin

Dr.-Ing. Martin Schumacher
Vorstandsvorsitzender
ABB Power Grids Germany AG, Mannheim

Forschungsbeirat

Entsprechend ihrer Satzung (Artikel 10, Ziffer 4) wird die FGH auf dem Gebiet der Forschung und Entwicklung durch einen Forschungsbeirat unterstützt.

Der Forschungsbeirat entscheidet anhand der Aktualität der Problemstellungen, unserer technischen Möglichkeiten und personellen Kapazitäten über die Aufnahme neuer Forschungs- und Entwicklungsvorhaben und legt die Programme fest.

Bei Projekten der Gemeinschaftsforschung, für die Fördermittel des Bundeswirtschaftsministeriums über die Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen „Otto von Guericke“ e.V. (AiF) beantragt werden, bestätigt der Forschungsbeirat durch sein Votum der AiF gegenüber, dass die zu erwartenden Ergebnisse einen wirtschaftlichen Nutzen und eine sinnvolle Ergänzung der wissenschaftlichen Erkenntnisse darstellen.

Der Forschungsbeirat begleitet laufende Forschungs- und Entwicklungsvorhaben und unterstützt nach ihrem Abschluss die Umsetzung der erzielten Ergebnisse in die Praxis. Zu diesem Zweck pflegt der Forschungsbeirat intern und mit den Mitgliedsunternehmen der FGH einen intensiven Erfahrungsaustausch. Hierzu gehören u.a. alle Veranstaltungen, die die Forschungsvereinigung in der Fachöffentlichkeit durchführt.

Zusammensetzung des Forschungsbeirats

Dipl.-Ing. Stefan Bernards
Fritz Driescher KG, Wegberg

Dr. Veronica Biagini
ABB Power Grids Germany AG

Dr.-Ing. Markus Brandl
e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt

Dipl.-Ing. Hannes Buzanich
Vorarlberger Energienetze GmbH, Bregenz / Österreich

Dr. Frank Drumm
Tyco Electronics Raychem GmbH, Ottobrunn

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Lutz Eckenroth
Westenergie AG, Essen

Dr.-Ing. Wolfgang Fritz
CONSENTEC GmbH, Aachen

Dr.-Ing. Ulrich Groß
Rheinische NETZGesellschaft mbH, Köln

Vorsitz

Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson
Technische Universität Darmstadt, Darmstadt

Dr.-Ing. Christian Hille
umlaut energy GmbH, Aachen

Dr. Christian Hurm
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

Dipl.-Ing. Bernd Jauch
TransnetBW GmbH, Stuttgart

Dr. Joachim Kabs
HanseWerk AG, Quickborn

Dr.-Ing. Bernd Klöckl
TenneT TSO GmbH, Bayreuth

Dipl.-Ing. Tobias Küter
CURRENTA GmbH & Co. OHG, Dormagen

Dr. Dirk Kunze
50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
RWTH Aachen University, Aachen

Dipl.-Ing. André Osterholt
MVV Netze GmbH, Mannheim

stv. Vorsitz

Dipl.-Ing. Dieter Quadflieg
Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE (FNN), Berlin

Dr.-Ing. Oliver Scheufeld
SOPTIM AG, Aachen

Dr. Martin Scheufen
Ampriion GmbH, Dortmund

Dipl.-Ing. Ralf Schlosser
SPIE SAG GmbH, Langen

Dr.-Ing. Michael Schwan
Siemens AG, Erlangen

Dr.-Ing. Kai Steinbrich
ENNI Energie & Umwelt, Niederrhein GmbH, Moers

Dr.-Ing. Enno Wieben
EWE NETZ GmbH, Oldenburg

Dr.-Ing. Michael Wolf
PSI Software AG, Aschaffenburg

Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal

Arbeitskreis

Der Forschungsbeirat wird durch den **Arbeitskreis ENERGIE-INFORMATIONSTECHNOLOGIE** unterstützt, der spezielle abgegrenzte Themenkomplexe detailliert bearbeitet und entsprechende Vortrags-, Diskussions- und Weiterbildungsveranstaltungen, z.B. die erfolgreichen FGH-Seminare, initiiert und unterstützt.

Zusammensetzung des AKEI

Dr.-Ing. Markus Brandl e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt	Vorsitz
Dipl.-Ing. Dr. Reinhard Draxler KNG-Kärnten Netz GmbH, Klagenfurt / Österreich	
Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson Technische Universität Darmstadt, Darmstadt	
Prof. Dr.-Ing. Michael Igel Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes, Saarbrücken	
Dr.-Ing. Markus Obergünner E.ON SE, Essen	
Dipl.-Ing. Dieter Quadflieg Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE (FNN), Berlin	
Dr.-Ing. Bartosz Rusek Ampriion GmbH, Dortmund	
Dr.-Ing. Thomas Schlegel Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Erfurt	
Dr.-Ing. Adam Slupinski Siemens AG, Mannheim	
Dr. rer. nat. Matthias Ulrich IDS GmbH, Ettlingen	
Prof. Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts Universität Duisburg-Essen, Essen	
Dr.-Ing. Thomas Weber Schneider Electric GmbH, Seligenstadt	stv. Vorsitz
Dipl.-Ing. Günter Westhauser TransnetBW GmbH, Wendlingen	
Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal	

Jahresabschluss



Bilanz zum 31. Dezember 2020

Aktiva

	31.12.2020	31.12.2019
	EUR	EUR
A. ANLAGEVERMÖGEN		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände		
1. Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	13.494	670
II. Sachanlagen		
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	7.724	7.724
2. Technische Anlagen und Maschinen	133.085	142.657
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	53.731	45.086
	194.540	195.467
III. Finanzanlagen		
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	314.850	314.850
Summe Anlagevermögen	522.884	510.987
B. UMLAUFVERMÖGEN		
I. Vorräte		
1. In Arbeit befindliche Aufträge	322.546	742.467
	322.546	742.467
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	353.615	250.454
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	1.601.213	1.536.378
3. sonstige Vermögensgegenstände	2.852	25.824
	1.957.680	1.812.656
III. Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks		
	1.497.430	1.839.928
Summe Umlaufvermögen	3.777.656	4.395.051
C. RECHNUNGSABGRENZUNGSPOSTEN	6.035	5.743
Bilanzsumme Aktiva	4.306.574	4.911.781

	Passiva	
	31.12.2020	31.12.2019
	EUR	EUR
A. EIGENKAPITAL		
Vereinskapital		
I. Freie Rücklage § 62 Abs. 1 Nr. 3 AO	1.728.254	1.342.843
II. Gebundene Rücklage § 62 Abs. 1 Nr. 1 AO	291.330	315.256
Summe Eigenkapital	2.019.584	1.658.099
B. RÜCKSTELLUNGEN		
1. Sonstige Rückstellungen	1.169.715	1.209.600
C. VERBINDLICHKEITEN		
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	0	1.019
2. Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	226.311	649.750
3. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	22.278	380.569
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	249.801	182.372
5. Sonstige Verbindlichkeiten	593.490	830.372
Summe Verbindlichkeiten	1.091.879	2.044.082
D. RECHNUNGSABGRENZUNGSPOSTEN	25.395	0
Bilanzsumme Passiva	4.306.574	4.911.781

Gewinn- und Verlustrechnung

	2020 ABSCHLUSS (EUR)	2019 ABSCHLUSS (EUR)
1. Umsatzerlöse	4.201.000	3.325.500
Mitgliedsbeiträge	702.500	634.500
Auftragsforschung	1.212.100	838.500
Öffentliche Zuschüsse	1.493.500	1.097.900
Wissenschaftliche Veranstaltungen	220.900	320.100
Weiterbelastungen Intercompany	557.000	416.000
Sonstige	15.000	18.500
2. Bestandsveränderungen (+/-)	-419.900	207.000
GESAMTLEISTUNG	3.781.100	3.532.500
3. Direkte Projektkosten	-640.500	-551.400
ROHERTRAG	3.140.600	2.981.100
4. Sonstige betriebliche Erträge	82.700	10.100
5. IPV	1.046.700	1.111.000
6. Personalaufwand	-2.571.900	-3.088.500
Löhne und Gehälter	-2.192.500	-1.887.100
Sonstige Abgaben u. Aufwand für Altersvorsorge	-379.400	-1.201.400
7. Abschreibungen	-23.900	-19.500
8. Sonstige Aufwendungen für Vereinsbetrieb	-1.312.200	-1.572.700
Verwaltungsnebenkosten	-250.900	-415.400
IPV durchlaufender Posten	-1.046.700	-1.111.000
Reisekosten	-14.600	-46.300
9. Erträge aus Beteiligungen	0	700.000
10. Zinsen und ähnliche Erträge	0	300
11. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	0	-300
12. Steuern vom Einkommen und Ertrag	0	-100
ERGEBNIS NACH STEUERN	362.000	121.400
13. Sonstige Steuern	0	4.800
JAHRESÜBERSCHUSS	362.000	126.200