

Jahresbericht 2022



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 ▪ fgf@fgh-ma.de

Mannheim, im April 2023

FGH-Kurzbeschreibung

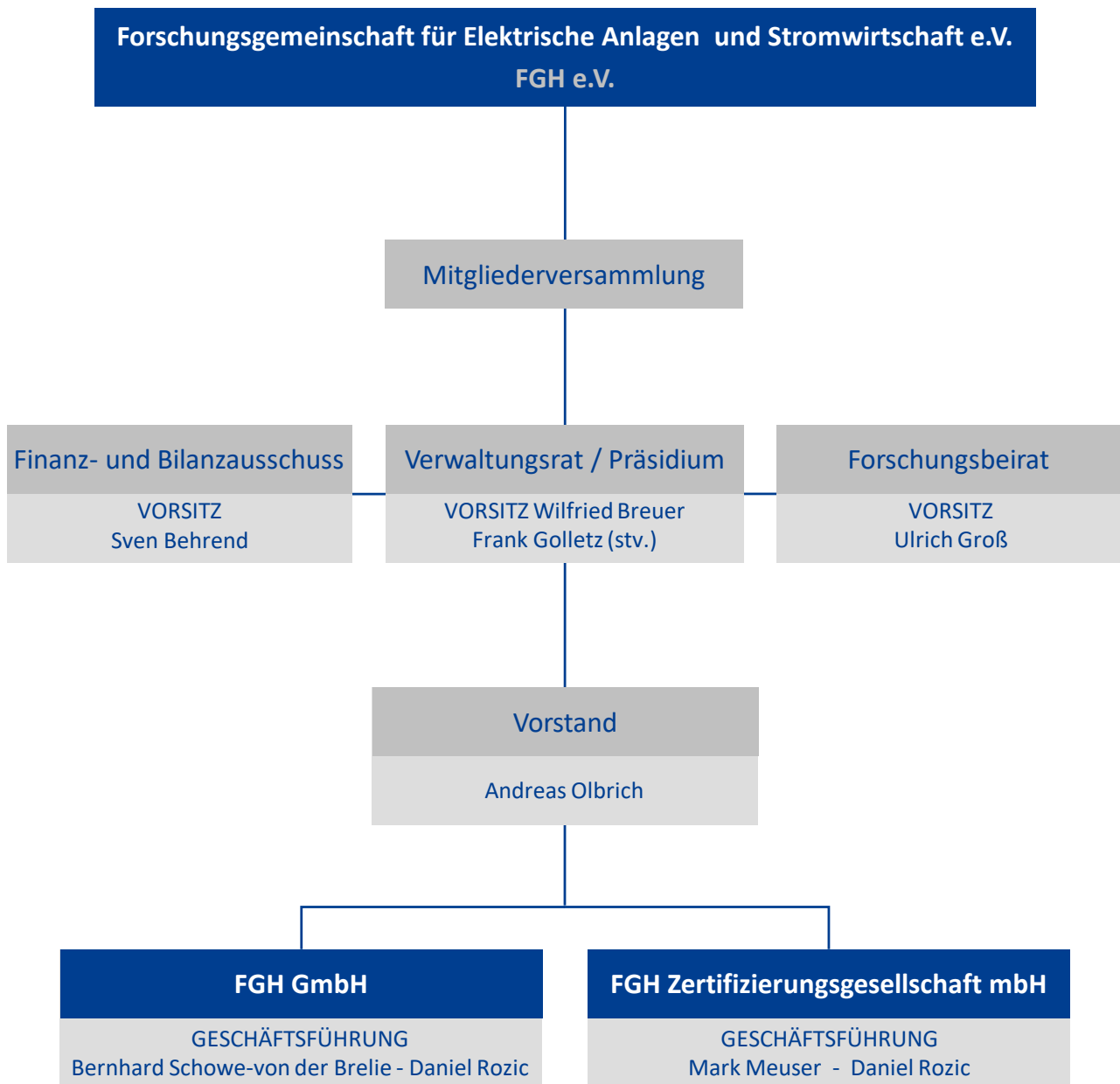
Adresse	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. FGH e.V. Voltastraße 19-21, 68199 Mannheim (Hauptsitz) Roermonder Straße 199, 52072 Aachen
Rechtsform	Eingetragener Verein ■ Amtsgericht Mannheim ■ VR 827
Historie	2020 Umzug von der Besselstraße 20-22 in die Voltastraße 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 18 Unternehmen der Elektroindustrie und Dienstleister 9 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.
Organe und Gremien	Mitgliederversammlung ■ Präsidium ■ Verwaltungsrat ■ Vorstand ■ Finanz- und Bilanzausschuss ■ Forschungsbeirat
Präsident	Dipl.-Ing. Wilfried Breuer
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	121 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in der gesamten FGH

Inhalt

FGH-Kurzbeschreibung	I
Inhalt.....	II
FGH-Organigramm.....	IV
Bericht des Vorstands.....	1
Bericht des Verwaltungsrats.....	2
Mitgliederservice.....	3
Forschung und Entwicklung.....	4
▪ Übersicht	4
▪ Störlichtbögen Gleichstromsysteme - Sicherheit bei Störlichtbögen in Niederspannungs-Gleichstromsystemen.....	6
▪ Störlichtbögen Niederspannung – Sicherheit bei Störlichtbögen in der Niederspannung.....	9
▪ InnOpTEM – Innovative Ansätze zur Optimierung von Topologiemassnahmen im Engpassmanagement des Netzbetriebs Teilvorhaben: Projektkoordination, Implementierung KI-basierter Methoden und Methoden basierend auf einer Mensch-Maschine-Interaktion	14
▪ Quirinus-Control – Spannungsqualitätssicherung im Rheinischen Revier Teilvorhaben: Simulative Bewertung der Spannungsqualität im Rheinischen Revier	19
▪ ENSURE II – Neue EnergieNetzStruktUREn für die Energiewende	22
▪ CableCop – Diagnose-Guide zur Behandlung der Auswirkungen von Verkabelung im deutschen Höchstspannungsnetz	25
▪ 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 – Verteiltes Flexibilitätsregister für Strommärkte der Energiewende Teilprojekt: Datenmodell und Kommunikationsstack für den FlexHub	36
▪ U-Quality – Auswirkungen zukünftiger Netznutzungsfälle der Niederspannung auf die Spannungsqualität und deren Beherrschung Teilvorhaben: Handlungsempfehlungen zu Spannungsqualitätsfragen für zukünftige Niederspannungsnetze und deren Nutzung.....	39
Akademie.....	44
Promotionen.....	52
Studentische Arbeiten	53
Auftragsforschung und weitere Dienstleistungen.....	56
▪ Bereich Elektrische Netze	58
▪ Bereich Energietechnische Anlagen	65
▪ Zertifizierungsstelle – Prüfungen und Zertifizierungen	68
Kurznachrichten – Rückblick 2022.....	69
Publikationen.....	71
Gremienarbeit	75
Mitglieder	79

Präsidium	84
Verwaltungsrat	85
Forschungsbeirat	87
Jahresabschluss	90
▪ Bilanz zum 31. Dezember 2022	90
▪ Gewinn- und Verlustrechnung	92

FGH-Organigramm



Bericht des Vorstands

Verehrte Mitglieder,

sehr geehrte Partner der FGH,

sehr geehrte Damen und Herren,

nach unserem Jubiläumsjahr 2021 fokussierten wir uns im Geschäftsjahr 2022 auf die Erfüllung der gemeinnützigen Zwecke, den Ausbau unseres wirtschaftlich gesunden Fundamentes und die Absicherung der FGH-Zukunftsfähigkeit.

So haben wir 5 spannende Forschungsprojekte erfolgreich und mit vielen neuen Erkenntnissen für Netzbetreiber und industrielle Hersteller von Anlagen zur Energieversorgung abgeschlossen; 9 neue, richtungsweisende Forschungsprojekte wurden in enger Abstimmung mit unseren Mitgliedsunternehmen konzipiert und bei den Fördermittelgebern BMWK und AiF im Rahmen der Zuwendungsforschung eingereicht. Über 40 Projekte in der Auftragsforschung unterstreichen unsere aktive Rolle als Lösungsanbieter für Energiewirtschaft und Elektro-Industrie.

Unser wirtschaftliches Fundament konnten wir auch im Jahr 2022 erfolgreich weiterentwickeln: So steigerten wir den konsolidierten Rohertrag um ca. 900 T€ von knapp 12 Mio.€ in 2021 auf 12,9 Mio.€ in 2022 bei weiterhin deutlich positivem Ergebnis (EBT). Die sehr gute wirtschaftliche Entwicklung der letzten 3 Jahre erlaubt uns, künftig eigene Mittel zur Absicherung der FGH-Zukunftsfähigkeit einzusetzen. Noch im Jahr 2022 haben wir daher vier FGH-eigenfinanzierte Projekte für unsere FGH-Mitgliedsunternehmen ins Leben gerufen und mit einem Gesamtbudgetvolumen von ca. 660 T€ für die nächsten 3 Jahre (ab 2023) hinterlegt. Darüber hinaus wurde ein Entwicklungsbudget in der FGH GmbH i.H.v. ca. 360 T€ eingerichtet, das für die Weiterentwicklung unseres Kernproduktes „INTEGRAL“ in den Jahren 2022 bis 2024 eingesetzt wird.

Insbesondere liegt uns die Förderung des wissenschaftlichen Nachwuchses für die gesamte Branche der Energietechnik am Herzen. Auch hierfür wurde ein Budget eingerichtet, das z.B. Promotionen von FGH-Mitarbeitern und die aktive Mitarbeit in den einschlägigen Gremien/Veranstaltungen der Branche unterstützt. Darüber hinaus hat die FGH im Jahr 2022 erstmalig den Dr. Karl-Heinz Weck-Preis zur Würdigung herausragender Bachelorarbeiten in Erinnerung an die Arbeitstugenden von Dr. Weck verliehen: Im feierlichen Rahmen einer Sitzung des FGH-Forschungsbeirates wurden zwei junge, wissenschaftliche Talente ausgezeichnet und – gemeinsam mit dem FGH-Mitgliedsunternehmen RNG – mit einer Anerkennung von je 1.000 € bedacht. Neben ihrer eigentlichen FGH-Tätigkeit erarbeiten derzeit 8 Promovierende eigenverantwortlich wissenschaftlichen Erkenntnisgewinn und neue Lösungen für die Zukunft unseres Energiesystems. Darüber hinaus belegen 4 Bachelor- und 5 Masterarbeiten die enge Verbundenheit mit der RWTH Aachen University.

9 Veröffentlichungen und die aktive Mitarbeit in 40 Gremien zeigen die FGH als lebhafte Dialog- und Wissensplattform für Netzbetreiber, Hersteller von Anlagen und Komponenten, Anlagenbetreiber und Projektierer. Ein weiterer Schwerpunkt zur Förderung von Wissenschaft und Forschung waren insgesamt 14 Veranstaltungen im Rahmen der FGH-Akademie.

Für die erfahrene Unterstützung im letzten Jahr bedanken wir uns sehr herzlich bei unseren Mitgliedsunternehmen, Kunden und Kooperationspartnern. 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. 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

3. März 2022 in Köln
13. Mai 2022 via Web-Konferenz
25. November 2022 in Frankfurt/M.

die wesentlichen Fragen, die sich aus dem Betriebsablauf während des Jahres 2022 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 2022 wurde entsprechend der Bestellung durch die Mitglieder von

FIDAIX SCHULER & KOLLEGEN GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft / Steuerberatungsgesellschaft
Aachen

geprüft und mit Datum vom 17. März 2023 uneingeschränkt bestätigt.

Mannheim, im April 2023

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 weiterhin zunehmende Bedeutung. Hier profitieren unsere Mitglieder und Partner aus den Bereichen Netzbetrieb, Industrie, Dienstleistung und Wissenschaft von den Leistungen der FGH.

Die enge 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 in der Vergangenheit 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,

erhalten wir diese Erfolgsposition und entwickeln diese stetig weiter.

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, da sie diese Projekte 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. Auch 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*

Störlichtbögen Gleichstromsysteme - Sicherheit bei Störlichtbögen in Niederspannungs-Gleichstromsystemen

Störlichtbögen Niederspannung - Sicherheit bei Störlichtbögen in der Niederspannung

BMBF**

ENSURE II - Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

BMWK*

InnOpTEM - Teilvorhaben: Projektkoordination, Implementierung KI-basierter Methoden und Methoden basierend auf einer Mensch-Maschine Interaktion

Quirinus - Teilvorhaben: Simulative Bewertung der Spannungsqualität im Rheinischen Revier

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

Projekte, die im Jahr 2022 in der Verhandlung waren und in 2023 begonnen werden, sind in der Übersicht nicht enthalten.

	2022	2023	2024	2025	2026	Laufzeit
						1.08.22 - 31.07.24
						1.11.19 - 30.06.22
						1.02.20 - 31.07.23
						1.09.22 - 31.08.25
						1.06.22 - 31.05.26
						1.09.18 - 28.02.22
						1.11.18 - 30.04.22
						1.01.19 - 31.10.22
						1.04.19 - 30.09.22

Öffentlich geförderte Forschungsprojekte

Störlichtbögen Gleichstromsysteme - Sicherheit bei Störlichtbögen in Niederspannungs-Gleichstromsystemen

AiF/IGF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 1.08.22 – 31.07.24

Das Projekt wird in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität Dresden, Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik sowie der Technischen Universität Ilmenau, Thüringer Energieforschungsinstitut, durchgeführt.

Zielstellung

Das Projekt setzt sich zum Ziel, einen neuartigen Beitrag zur Gewährleistung der Sicherheit bei Störlichtbogenentstehung in bereits existierenden sowie in den zahlreich neu entstehenden Niederspannungs-Gleichstromsystemen zu leisten. Dabei soll der Stand der Technik zu DC-Störlichtbögen durch umfangreiche Laboruntersuchungen schrittweise erweitert und anwendungsspezifischere Schlussfolgerungen sowohl für den Anlagen- als auch den Personenschutz vor den Auswirkungen eines Gleichstromstörlichtbogens erarbeitet werden. Besonderer Fokus liegt dabei auf der Berücksichtigung von Batterien bzw. Akkumulatoren als nichtlineare Quellen und deren Auswirkungen auf das Störlichtbogenverhalten und dessen elektrische und thermische Charakteristik. Die Projektergebnisse werden so aufbereitet, dass sie unter anderem direkt in entsprechende Anwenderleitlinien (bspw. DGUV-I 203-077) eingearbeitet werden können.

Bedeutung für KMU

Erkenntnisse zu Gleichstrom-Störlichtbögen und der Wirksamkeit von Maßnahmen zum Anlagen- und Personenschutz sind die notwendige Voraussetzung für eine im Hinblick auf die Beherrschung von Störlichtbögen ausgerichtete Konstruktion, Planung, Errichtung, und Montage von Gleichstromanlagen. Weiterhin gewährleisten die abgeleiteten Erkenntnisse den sicheren Betrieb und die Instandhaltung (Inspektion, Wartung, Reparatur) von leistungsstarken Gleichstromanlagen im Allgemeinen und Batterieanlagen zur Energiebereitstellung und -speicherung im Besonderen.

Durch die Untersuchungen sollen Grundlagen geschaffen werden, die Gefährdungsbeurteilungen und die Wahl bzw. Koordinierung von Schutzmaßnahmen im Hinblick auf die Risiken durch Störlichtbögen bei Kurzschlüssen ermöglichen (T-O-P-Prinzip: erst technische, dann organisatorische und zum Schluss persönliche Schutzmaßnahmen ergreifen). Wesentlich ist der Anlagenschutz durch gezielte Konstruktion unter Einbindung von wirksamen Schutzmaßnahmen und der Schutz von Personen bei Arbeiten an leistungsstarken Gleichstromanlagen vor den thermischen Gefahren eines Störlichtbogens.

Aus den Erkenntnissen zu relevanten Gleichstromanlagen, typischen Fehlerorten und -szenarien und den Störlichtbogensgefahren sollen Anwenderleitlinien erarbeitet werden, die eine direkte Nutzung für KMUs ermöglichen. Es sollen die Grundlagen für die Planung (Konstruktion, notwendige Fehlerklärungszeiten und Auswahl der Schutzsysteme) und die Auswahl von PSAgS für Monteure bei Arbeiten (z.B. an Batterieanlagen) dargestellt werden. Darauf aufbauend können betroffene Unternehmen ihre Arbeitsabläufe anhand entsprechender Gefährdungsbeurteilungen optimieren und den Schutz der Mitarbeiter durch ausreichende technische Voraussetzungen, Schulungen und persönliche Schutzausrüstung sicherstellen. Bei der Herstellung und Montage entsprechender Systeme kann auf geeignete Konstruktion und technische Ausrüstung geachtet werden, um das Fehlerrisiko gering zu halten.

Arbeitsschritte/Lösungsweg

Abbildung 1 zeigt die Arbeitsschritte des Forschungsprojektes im Überblick.

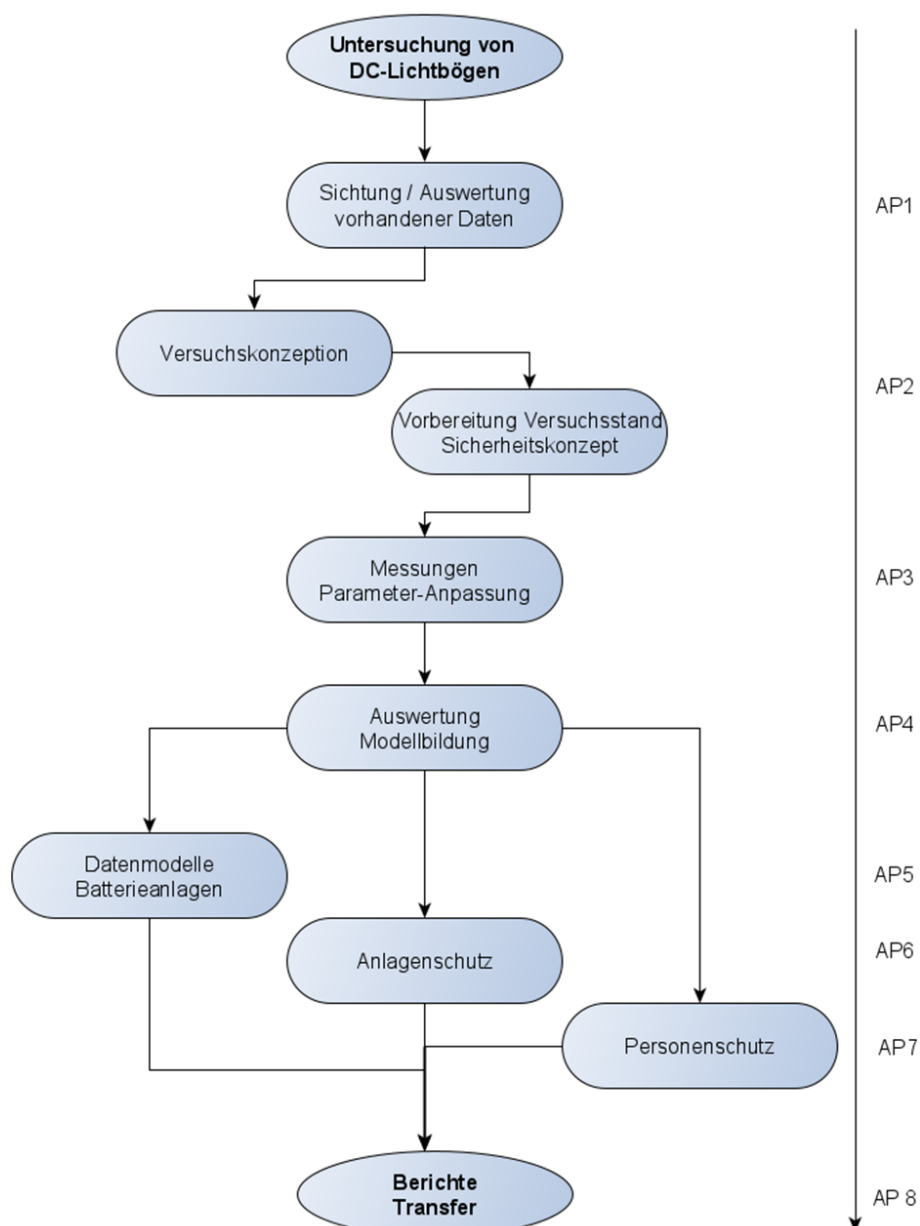


Abbildung 1 Arbeitsschritte und Arbeitspakete

Die Untersuchungen sind auf leistungsstarke, energiereiche Hochstrom-Gleichspannungslichtbögen bei Kurzschlüssen in Niederspannungsgleichstromsystemen (LVDC) mit Strömen im kA-Bereich (Lichtbogenleistungen > 100 kW) ausgerichtet. Neben der Untersuchung von gleichrichtergespeisten Störlichtbögen liegt der Fokus auf der Untersuchung von Batterieanlagen, um Kurzschlusscharakteristika sowie Strom- und Spannungsverläufe der Störlichtbögen und die freigesetzte Energie auszuwerten. Basierend auf den bisher erworbenen Erkenntnissen und eventuell aus der Literaturrecherche gewonnenen Daten, werden die Untersuchungen zum Verhalten des Gleichstromlichtbogens bei unterschiedlicher Einspeisung intensiviert, um Aussagen zum Brennverhalten, zu Brennbedingungen und charakteristischen Merkmalen treffen zu können. Speziell für batteriegespeiste Lichtbögen wird das Verhalten der Batterien als nichtlineare Quelle mit einbezogen, um darauf basierend spezielle Eigenschaften von Lichtbögen in Batteriesystemen abzuleiten.

Diese werden genutzt, um Aussagen zur freigesetzten Energie und zum energetischen Verhalten des Lichtbogens in Abhängigkeit von der Quelle zu machen. Damit können bestehende Modelle zur Berechnung der Einwirkenergie verifiziert bzw. auf entsprechende Quellen angepasst und erweitert werden.

Aus den Messdaten werden Störlichtbogenmodelle abgeleitet, die für unterschiedliche Anwendungen genutzt werden sollen; einerseits ist die oben genannte Einwirkenergie auf Personen von Interesse, andererseits sind die Auswirkungen auf benachbarte Anlagenteile relevant. Abhängig vom Einsatzzweck müssen Modelle unterschiedliche Anforderungen an die Genauigkeit ihrer Ergebnisse erfüllen.

Basierend auf den abgeleiteten Modellen wird eine Gefährdungsbeurteilung für unterschiedliche Anlagentypen durch Störlichtbögen abgeleitet. Die so ermittelten Risiken werden beschrieben und mögliche Schutzmaßnahmen aufgezeigt.

Im Rahmen der Projektbearbeitung soll zunächst der Stand der Technik dahingehend aktualisiert werden, dass eingehende Recherchen zu Gleichspannungsanlagen und typischen Gefährdungs- und Fehlerszenarien durchgeführt werden. Dabei werden die für die Gefahrenermittlung relevanten Parameter herausgestellt. Vorhandene Literatur wird soweit möglich einbezogen; speziell im Hinblick auf Schutzeinrichtungen in Batteriesystemen.

Darüber hinaus erfolgt eine Recherche zur Beschreibung, insbesondere von Batterieanlagen durch Datenmodelle in aktuellen Normen und Standards (z.B. IEC 61850). Die gewonnenen Erkenntnisse werden hinsichtlich der Einbindung in Schutz- und Leitsysteme sowie der Anforderungen an den Schutz vor Störlichtbögen in Gleichspannungssystemen bewertet.

Anhand bereits durchgeführter, vor allem aber noch durchzuführender, Messungen werden Modelle und Gleichungen zur Störlichtbogenbeschreibung abgeleitet bzw. verifiziert. Diese dienen als Grundlage für Auswahlkriterien von Schutzsystemen und Schutzausrüstung. Die Koordination von Schutzmaßnahmen wird ebenfalls betrachtet.

Endergebnisse sind ein Datenmodell für Batterieanlagen, ein Auswahlalgorithmus für PSaGS, Hinweise zur Gefährdungsbeurteilung sowie Leitlinien für die geeignete Konstruktion von Gleichstromanlagen und Auswahl von Schutzgeräten für verschiedene Zwecke.

Ansprechpartner FGH ■ Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

Störlichtbögen Niederspannung – Sicherheit bei Störlichtbögen in der Niederspannung

AiF/IGF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.11.2019 – 30.06.2022

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

Die Anforderungen auch an elektrische Niederspannungs-Schaltanlagen sehen Personenschutz, Ausfallsicherheit, Wirtschaftlichkeit und, insbesondere bei der Installation von Anlagen in Gebäuden, eine kompakte Bauform vor. Trotz fortwährender Weiterentwicklung passiver und aktiver Störlichtbogenschutzsysteme und steigender Sicherheitsanforderungen an Niederspannungs-Schaltanlagen, kann das Auftreten eines Störlichtbogens nicht vollständig ausgeschlossen werden. Die hohe Anzahl in Deutschland installierter NS-Schaltanlagen hat zur Folge, dass trotz geringer Fehlerwahrscheinlichkeit NS-Störlichtbögen keine seltenen Ereignisse sind.

Die Gefährdung durch Störlichtbögen (SLB) von Personen, Anlagen und Aufstellungsräumen von Anlagen ist im Niederspannungsbereich insofern von Bedeutung, weil der Zugang von elektrotechnischen Laien zu Niederspannungs-Anlagen in vielen Fällen nicht sicher ausgeschlossen werden kann.

Mithilfe von Druckberechnungen kann bereits in der Planungsphase elektrischer Anlagen die für den jeweiligen Anwendungsfall zu erwartende thermische und mechanische Belastung der Anlage im Fehlerfall unter Annahme von worst-case-Bedingungen bestimmt werden. Mit Druckberechnungen können

- die Druckbelastung des Aufstellungsraums geplanter und bestehender Schaltanlagen,
- der Einfluss von Umbauten und Leistungserhöhung der Schaltanlage auf die Druckbelastung

bestimmt werden.

Druckberechnungen haben gegenüber direkten Störlichtbogenprüfungen die folgenden Vorteile:

- Die notwendige Anzahl an SLB-Prüfungen und somit Zeitaufwand kann verringert und die spezifischen Aufstellbedingungen der Anlage inhärent berücksichtigt werden.
- Die Entwicklungskosten von Schaltanlagen können erheblich gesenkt werden.

Die Güte und Genauigkeit der Ergebnisse von Druckberechnungen hängen allerdings maßgeblich von der Qualität der Modellierung und der Eingangsdaten bei den verwendeten Druckberechnungsverfahren ab.

Da der Druckaufbau aus der Summe der Energieanteile des Störlichtbogens (SLB), die zu einer Aufheizung des Gases und zur Stoffmengenzunahme bspw. durch Dissoziations- und Ionisationsprozesse sowie Kunststoff- oder Elektrodenverdampfung führen, resultiert, ist die Modellierung der Energiebilanz wesentlich für Druckberechnungen. Eine vereinfachte Energiebilanz des SLB ist in Abbildung 1 dargestellt. Dabei ist

- W_{therm} die thermische Energie, die zur Aufheizung des Gases führt
- W_{mv} die von Elektroden- und Gehäusematerial aufgenommene Schmelz- und Verdampfungsenergie
- W_{rad} die vom Lichtbogen abgegebene Strahlungsenergie
- $W_{\text{e,a}}$ bzw. $W_{\text{e,k}}$ die von den Elektroden durch Wärmeleitung abgeführte Energie
- W_{chem} die durch chemische Reaktionen zu- oder abgeführte Energie
- W_{el} die eingebrachte elektrische Energie

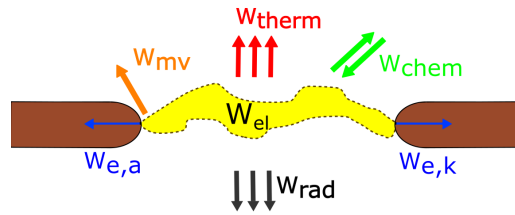


Abbildung 1 Vereinfachte Energiebilanz eines Störlichtbogens [1]

Zum Druckanstieg im Schottraum tragen vor allem die thermische Energie, Anteile der Verdampfungsenergie von Anlagenwerkstoffen (Elektroden, Isolierung, Gehäuse), Anteile der chemischen Reaktionsenergien und absorbierte Strahlungsenergie im Gasraum bei optisch dichten Plasmen bei. Die Relevanz der einzelnen Energieanteile für den Druckaufbau ist dabei von den spezifischen elektrischen und geometrischen Randbedingungen abhängig unter denen der Lichtbogen brennt.

Dazu ist es erforderlich, valide Eingangsdaten für die Berechnungen zur Verfügung zu haben. Diese unterscheiden sich von jenen in Mittelspannungs- und Hochspannungs-Anlagen und wurden daher im Rahmen des Forschungsprojektes experimentell ermittelt.

Betrachtet wurden insbesondere die folgenden Fragestellungen:

- Welche geometrischen Einflussparameter sind für das Lichtbogenverhalten und die Druckentwicklung in NS-Schaltanlagen besonders relevant und in die Druckberechnung zu integrieren?
- Wie können die relevanten NS-spezifischen Phänomene für Druckberechnungsverfahren geeignet modelliert werden?
- Kann die aus der HS-/MS-Ebene vorhandene Datenbasis auf Anwendungen in der NS übertragen oder teilweise skaliert werden?

Aufgrund der Vielzahl an geometrischen und elektrischen Randbedingungen, die den Druckaufbau in NS-Schaltanlagen beeinflussen können, wurden umfangreiche experimentelle Parameterstudien durchgeführt. Zur Charakterisierung der Einflussgrößen auf die Druckentwicklung wurden Modellanordnungen entwickelt, mit denen für NS-Schaltanlagen typische geometrische und elektrische Randbedingungen systematisch variiert und realitätsnah nachgebildet werden konnten. Mithilfe der Modellanordnungen wurden sowohl die Druckentwicklung als auch die elektrischen Kenngrößen (Kurzschlussstrom, Lichtbogenspannung) im SLB-Fall in verschiedenen Hochleistungsprüffeldern untersucht.

Es wurden zunächst Untersuchungen zur allgemeinen Störlichtbogenphänomenologie in der Niederspannung durchgeführt. Diese umfassten auch optische Untersuchungen. Verschiedene Zeitpunkte einer exemplarischen Hochgeschwindigkeitsaufnahme sind in Abbildung 2 dargestellt.

Anschließend wurden zur Identifizierung der worst-case-Bedingungen hinsichtlich des Anteils der Energie, der in den Druckaufbau geht, folgende geometrische Einflussparameter bei zusätzlicher Variation der elektrischen Randbedingungen experimentell untersucht:

- Gasdichte im Sammelschienenraum
- Lichter Sammelschienenabstand (Elektrodenabstand)
- Abstand der Sammelschienen zu Gehäuseteilen (Schienenenden-Gehäuse, Sammelschienen-Trägerblech)
- Sammelschienenmaterial / Gehäusematerial (metallisch geerdet, kunststoffisoliert)
- Größe der Druckentlastungsöffnung (DE-Öffnung)

- Zündort des SLB (einspeiseseitig, Schienenendbereich)

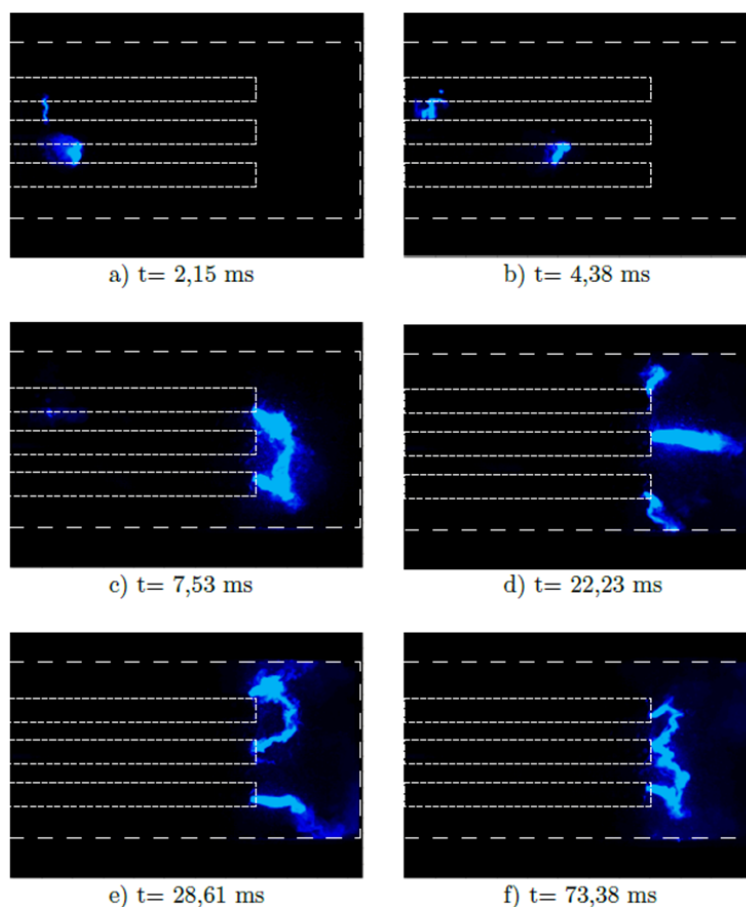


Abbildung 2 Hochgeschwindigkeitsaufnahme eines dreipoligen NS-Störlichtbogens in metallischem Gehäuse [1]

Die elektrischen Randbedingungen (u.a. das X/R-Verhältnis, die treibende Spannung, Kurzschlussleistung) konnten dabei aufgrund einer Vielzahl an durchgeführten Hochstromversuchen in verschiedenen Hochleistungsprüffeldern in einem weiten Parameterbereich variiert werden. Aus den Ergebnissen der experimentellen Untersuchungen wurden die für NS-Anwendungen relevanten Eingangsgrößen für Druckberechnungen unter Zuhilfenahme geeigneter Modelle abgeleitet und ein Druckberechnungsverfahren für die Anwendung in der Niederspannung adaptiert. Abschließend wurden das Verfahren und die Eingangsdaten mithilfe von Druckmessungen an einer realen Anordnung mit Aufstellungsraum exemplarisch verifiziert.

Weiterhin wurde zur Berücksichtigung des strombegrenzenden Einflusses des Störlichtbogens in der Niederspannungsebene ein geeignetes Modell zur Abbildung des Lichtbogens in Netzberechnungen ausgewählt und basierend auf den im Projektrahmen erzielten Messergebnissen parametrisiert.

Einen weiteren Schwerpunkt des Projektes stellte der Störlichtbogenschutz in Niederspannungs-Anlagen dar. Die wesentliche Eigenschaft, auf die der Störlichtbogenschutz einwirkt, ist in diesem Zusammenhang die Brenndauer. Je schneller Detektion und Löschen des Lichtbogens erfolgen, umso stärker kann die Brenndauer und damit die an die Umgebung abgegebene Energie begrenzt werden.

Basierend auf den Untersuchungsergebnissen wurde ein Leitfaden für die Auswahl von Störlichtbogenschutzkonzepten in Schalt- und Verteilanlagen der Niederspannung entwickelt:

Schritt 1: Berechnung der Lichtbogenkenngrößen

Zu den für die Auswahl des Störlichtbogenschutzsystems relevanten Lichtbogenkenngrößen zählen der Lichtbogenstrom I_{LB} und die Lichtbogenleistung P_{LB} . Im ersten Schritt des Auswahlprozesses erfolgt die Berechnung der beiden Kenngrößen anhand der Anlagen- und Netzparameter. Für eine einfache Abschätzung kann eine vereinfachte Berechnungsvorschrift genutzt werden. Um genauere Ergebnisse für die benötigten Lichtbogenkenngrößen zu erhalten, ist ein Modell zu verwenden.

Schritt 2: Bestimmung der Anforderung an das Störlichtbogenschutzsystem

Da das Schutzsystem gegen Störlichtbögen die Auswirkung eines Störlichtbogens im Fehlerfall begrenzen soll, wird die Anforderung an das Schutzsystem über die notwendige Abschaltzeit definiert. Dazu muss zunächst der Maximalwert der Abschaltzeit $t_{A,max}$ aus dem Grenzwert der Lichtbogenenergie $W_{LB,max}$ für den Anlagenfunktionsschutz und der Lichtbogenleistung aus *Schritt 1* berechnet werden.

$$t_{A,max} = \frac{W_{LB,max}}{P_{LB}} \quad (1)$$

Schritt 3: Auswahl des Schutzkonzeptes gegen Störlichtbögen

Der in *Schritt 2* berechnete Grenzwert für die Abschaltzeit $t_{A,max}$ kann nun mit der schutzsystemspezifischen Abschaltzeit verglichen werden. Dabei findet die Wirkung der Schutzeinrichtung Berücksichtigung. Unter der Annahme einer Schutzeinrichtung mit Strom-Zeit-Charakteristik ist die Abschaltdauer der Schutzeinrichtung abhängig von der Höhe des Lichtbogenstromes. An dieser Stelle ist die Auswahl des Schutzkonzeptes gegen Störlichtbögen vorzunehmen. In Schalt- und Verteilungsanlagen in der Niederspannung kommen mit überwiegender Häufigkeit die drei folgenden Schutzeinrichtungen zum Einsatz

- Sicherung
- Leistungsschalter mit Überstrom-Zeit-Schutzfunktion
- Störlichtbogenschutzsystem

Mit gegebener Charakteristik und dem Lichtbogenstrom aus *Schritt 1* kann die Abschaltdauer der Schutzeinrichtung t_A berechnet werden.

Schritt 4: Prüfen der Wirksamkeit des Schutzkonzeptes gegen Störlichtbögen

Im letzten Schritt ist die Wirksamkeit des Schutzkonzeptes gegen Störlichtbögen zu prüfen. Diese ist gegeben, wenn gilt, dass die im Fehlerfall vom Störlichtbogen freigesetzte Energie kleiner ist als der Maximalwert für die Lichtbogenenergie für den Anlagenfunktionsschutz

$$P_{LB} \cdot t_A < W_{LB,max} \quad (2)$$

beziehungsweise

$$t_A < t_{A,max} \quad (3)$$

Ist diese Ungleichung erfüllt, ist der eingesetzte Störlichtbogenschutz ausreichend wirksam und der Auswahlprozess ist abgeschlossen. Wenn die Ungleichung nicht erfüllt ist, muss zu *Schritt 3* zurückgegangen und ein anderes Störlichtbogenschutzkonzept ausgewählt werden. Dieser Vorgang ist zu wiederholen, bis ein ausreichend schnelles Schutzkonzept ausgewählt wurde.

Das Projekt wurde im Juni 2022 erfolgreich abgeschlossen. Detaillierte Ergebnisse finden sich im umfassenden Abschlussbericht, der auf der Homepage der FGH bereitgestellt wurde.

Literatur

- [1] FGH e.V., RWTH Aachen, TU Dresden: Schlussbericht zu IGF-Vorhaben Nr. 20914BG „Sicherheit bei Störlichtbögen in der Niederspannung“, verfügbar unter https://www.fgh-ma.de/Portals/0/adam/Projekte/_up61lqyk0CD2YUdWaVPqA/Inhalt/Schlussbericht_AiF_Stoerlichtboegen_final_ver%C3%B6ffentlichung.pdf

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

InnOpTEM – Innovative Ansätze zur Optimierung von Topologiemassnahmen im Engpassmanagement des Netzbetriebs

Teilvorhaben: Projektkoordination, Implementierung KI-basierter Methoden und Methoden basierend auf einer Mensch-Maschine-Interaktion

BMWK-Forschungsprojekt

Laufzeit: 1.09.2022 – 31.08.2025

Der FGH e.V. übernimmt die Konsortialführung des vom BMWK geförderten Forschungsprojekts InnOpTEM. Im Rahmen des Projektes sollen gemeinsam mit den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), der RWTH Aachen und der Gurobi GmbH innovative Verfahren zur Ermittlung von Topologie- und Redispatch-massnahmen entwickelt werden. Durch den Einsatz neuer Methoden sollen zukünftig die Gesamtkosten für das Engpassmanagement gesenkt werden. Im Fokus des Projektes steht vor allem die betriebliche Anwendbarkeit der zu entwickelnden Verfahren. Durch die enge Zusammenarbeit mit den ÜNB sollen praktische Anforderungen zu Beginn des Projektes definiert und bei der Entwicklung neuer Verfahren berücksichtigt werden. Die betriebliche Anwendbarkeit der vielversprechenden Ansätze soll im Rahmen von Feldtests untersucht werden. Ziel des Projektes ist es, Empfehlungen für geeignete Verfahrensansätze zur geschlossenen Optimierung von netz- und marktbezogenen Massnahmen für den Einsatz im Netzbetrieb abzuleiten.

Motivation

Die Verfügbarkeit elektrischer Energie ist ein wichtiger Faktor in weiten Bereichen des öffentlichen und privaten Lebens. Die Gewährleistung des sicheren und zuverlässigen Betriebs der Netzinfrastruktur zur Übertragung elektrischer Energie obliegt den Übertragungsnetzbetreibern. Exogene Faktoren, wie beispielsweise der steigende Anteil an Einspeisung aus dargebotsabhängigen Anlagen, führen zu Unsicherheiten in der Planung und dem Betrieb des Übertragungsnetzes. Zur Beherrschung dieser Aufgabe haben die Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Betriebsplanung zeitlich gestaffelte Prozesse implementiert, welche die Auslastung der Netzinfrastruktur prognostizieren und im Falle einer Gefährdung der Systemsicherheit geeignete Massnahmen aktivieren. Rechnergestützte Optimierungsverfahren sind in diesen Betriebsplanungsprozessen unerlässlich, um die zahlreichen Randbedingungen und Freiheitsgrade berücksichtigen zu können.

Übertragungsnetze werden als Maschennetze ausgeführt. Schaltanlagen des Übertragungsnetzes werden daher über mindestens zwei Zweige (Leitungen oder Transformatoren) in das Netz eingebunden. Zudem besitzen Schaltanlagen oftmals mehrere Sammelschienen, welche über Kupplungen miteinander verbunden sind. Der Betriebszustand der Kupplungen und der Zweige wird über Schaltgeräte definiert. Schaltgeräte sind Leistungs- und Trennschalter, deren Schalterstellung durch den Übertragungsnetzbetreiber gesteuert wird.

Der Gesetzgeber reguliert den zulässigen Massnahmenkatalog, aus dem die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Betriebsplanungsprozesse geeignete Massnahmen auswählen können. Grundsätzlich stehen dem Übertragungsnetzbetreiber nach §13 EnWG Massnahmen zur Verfügung, um den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes durch Anpassung von Erzeugung und Verbrauch gewährleisten zu können. Der Einsatz von Redispatch, wie auch der Einsatz von Netz- oder Kapazitätsreserve sind jedoch erst nach Ausnutzung der netzbezogenen Massnahmen des Übertragungsnetzbetreibers einzusetzen. Netzbezogene Massnahmen umfassen dabei neben dem Einsatz von lastflusssteuernden Betriebsmitteln insbesondere die Anpassung der Schaltzustände.

Eine Anpassung des Schaltzustandes ändert die lokale Vermaschung des Übertragungsnetzes. Dadurch ist es möglich, Leistungsflüsse im Übertragungsnetzbetrieb zu beeinflussen und gegebenenfalls Netzengpässe zu reduzieren oder zu beseitigen. Hierdurch können kostenintensive Eingriffe in Erzeugung und Verbrauch reduziert werden.

Die Optimierung möglicher Schaltzustandsänderungen ist jedoch mit einer hohen Komplexität verbunden. Die Schalterstellung der Schaltgeräte ist auf die zwei Zustände „Ein“ und „Aus“ beschränkt. Zusammen mit nichtlinearen Zustandsgleichungen führt dies zu einer hohen kombinatorischen Komplexität der zu lösenden Optimierungsaufgabe. Praktische Erfahrungen aus der Integration von Methoden zur Redispatchoptimierung in die realen Betriebsplanungsprozesse zeigen, dass bei der Entwicklung von derartigen Optimierungsalgorithmen ein großes Augenmerk auf die Praxistauglichkeit gelegt werden muss, was in bereits abgeschlossenen Forschungsprojekten zu diesem Thema bisher nicht ausreichend erfolgte. Zur Praxistauglichkeit ist zum einen eine ausreichend kurze Rechenzeit zur Anwendung in operativen Prozessen erforderlich. Zum anderen ist insbesondere eine Berücksichtigung aller relevanten betrieblichen Randbedingungen im Schaltbetrieb erforderlich. Diese Randbedingungen werden heute durch Expertenwissen der Schaltingenieure umgesetzt und umfassen teils sehr komplexe Sachverhalte. Beispielsweise sind hier Randbedingungen für die Durchführung der Schalthandlungen selbst mit gegebenenfalls erforderlichen Zwischenschaltzuständen sowie Aspekte zur Einhaltung der dynamischen Stabilität zu nennen. Nicht zuletzt sind gerade im Schaltbetrieb Auswirkungen von unmittelbar auslegungsrelevanten Stationsfehlern zu berücksichtigen. Eine besondere Herausforderung besteht somit darin, das vorliegende Expertenwissen geeignet in Nebenbedingungen zu formulieren, sodass diese in ausreichend kurzer Rechenzeit im Rahmen von Optimierungsalgorithmen eingehalten werden können.

Zielsetzung

Das Gesamtziel von InnOpTEM ist es, einen effizienteren Übertragungsnetzbetrieb bei gleichbleibendem Sicherheitsniveau zu ermöglichen, indem der kostenintensive Einsatz von marktbezogenen Engpassbehebungsmaßnahmen durch die ermittelten Topologieanpassungen reduziert werden kann. Dafür werden betriebsnahe Verfahren entwickelt, welche topologische sowie markt- und netzbezogene Engpassbehebungsmaßnahmen optimieren können. Mit Hilfe der Implementierung eines Basisansatzes ist sichergestellt, dass in jedem Fall ein verwertbares praxistaugliches Verfahren zum Projektende verfügbar ist, welches durch die wissenschaftlichen Ansätze ergänzt und verbessert werden soll.

Als geeignete Verfahren sollen im Rahmen des Projekts folgende Ansätze prototypisch umgesetzt werden:

- Basisansatz: vorgelagerte Topologieoptimierung, welche die Engpassleistung minimiert und die notwendigen Maßnahmen in der nachgelagerten Redispatchoptimierung reduziert
- Mathematisches Optimierungsverfahren: geschlossene Optimierung von topologischen, markt- und netzbezogenen Engpassbehebungsmaßnahmen
- KI-basierter Ansatz: Erlernen von günstigen und robusten Schalthandlungen
- Mensch-Maschine-Interaktion: Erlernen von Schalthandlungen aus Interaktionen des system- oder betriebsführenden Personals sowie Verfeinerung der bestehenden Algorithmen durch Rückmeldung der Expert:innen

Eine Kombination der unterschiedlichen Ansätze, wie beispielsweise ein KI-Modell, welches in der mathematischen Optimierung in einer Dekomposition Teilergebnisse ermittelt, ist denkbar und soll bei Eignung auch weiterverfolgt werden.

Als Ergebnis des Forschungsprojekts soll es somit möglich sein, die aufgrund der energiepolitischen Vorgaben steigenden Unsicherheiten im Übertragungsnetz ausreichend zu berücksichtigen und im Vergleich zur heutigen Praxis kostengünstigere Sicherheitsvorkehrungen für einen stabilen Netzbetrieb treffen zu können.

Projektstruktur

InnOpTEM besteht aus sechs Arbeitspaketen, deren Namen und Abhängigkeiten in Abbildung 1 dargestellt sind.

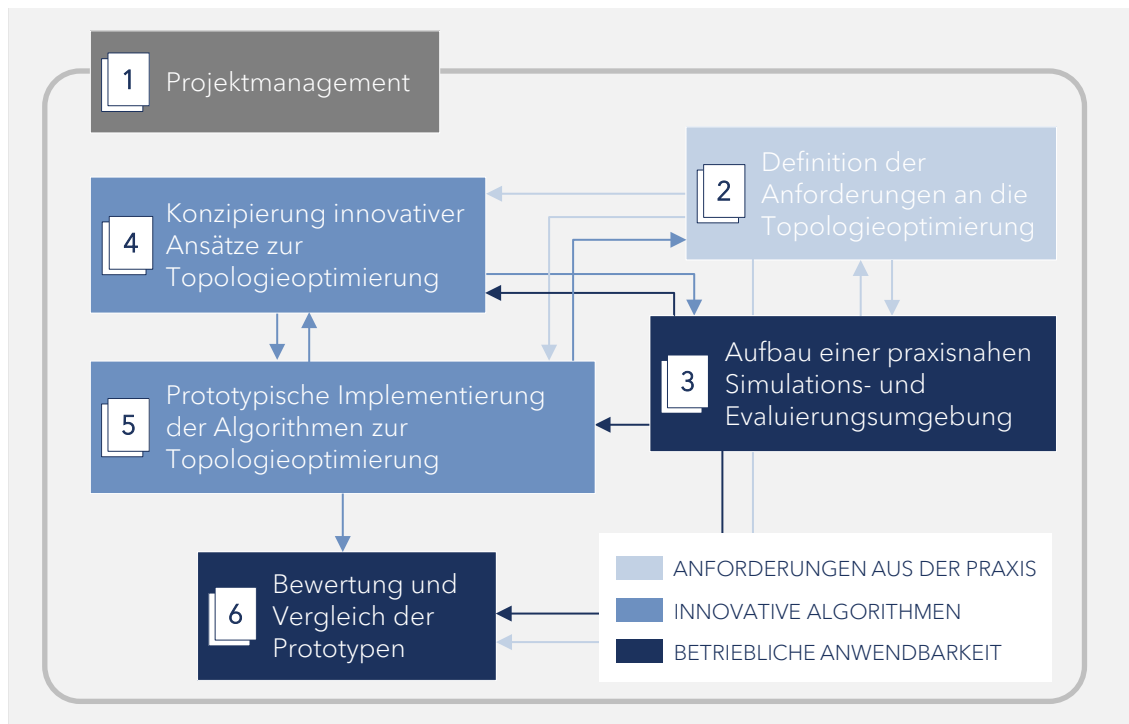


Abbildung 1 Projektstrukturplan

Aufgabe von AP1 ist das Projektmanagement des Verbundprojektes. Neben den rein organisatorischen Aufgaben umfasst das AP1 den Aufbau einer inhaltlichen Struktur, sodass Schnittstellen zu definieren und ein gemeinsames Verständnis aller Partner zu schaffen ist. AP2 stellt die Grundlage sowohl für die Entwicklung der innovativen Ansätze, als auch für die Umsetzung der parallelen Simulationsumgebung dar. Hier werden Anforderungen an eine integrierte Topologieoptimierung im Rahmen von Workshops mit der Betriebsplanung und Systemführung abgeleitet und definiert. Zentraler Gegenstand von AP3 ist der Aufbau einer praxisnahen Simulations- und Evaluierungsumgebung zur Gewährleistung der Praxistauglichkeit der im Rahmen des Projektes entwickelten Ansätze. Ebenso dient diese Umgebung der Umsetzung eines Basisansatzes als Grundlage für die weiterführenden Ansätze sowie die Ableitung weiterer Anforderungen. Ziel von AP 4 ist die Konzipierung neuartiger Ansätze zur Topologieoptimierung. Vor dem Hintergrund des konzeptionellen Charakters kommen in diesem Arbeitspaket reduzierte Anwendungsfälle zum Einsatz. In AP5 erfolgt die prototypische Implementierung der vielversprechendsten Modelle und Algorithmen aus AP4 mit dem Ziel der Integration in den Feldtest. Hierbei wird in Bezug auf die Praxistauglichkeit insbesondere auch die Performance und die Nachvollziehbarkeit geprüft. Das abschließende AP6 dient der gesamtheitlichen Bewertung und dem Vergleich der Prototypen mit dem Ziel der Ableitung von Handlungsoptionen.

Die Entwicklung von innovativen Ansätzen zur Topologieoptimierung erfolgt in InnOpTEM in einem rollierenden Prozess, welcher nachfolgend anhand von Abbildung 2 erläutert wird. Zunächst werden die Anforderungen und Randbedingungen in AP2 abgeleitet, auf deren Basis in AP4 Modelle und Algorithmen konzipiert werden. Erste Entwürfe der Konzepte werden an reduzierten Test Cases getestet, um die grundsätzliche Eignung zu prüfen. Nach der Bewertung folgt in AP5 die Implementierung der erfolgversprechendsten Konzepte und die Anwendung an einzelnen, nicht reduzierten Test Cases. Dies kann wiederum Aspekte aufzeigen, für die das Konzept angepasst werden muss. Der Prozess zur Anpassung des Konzeptes muss dabei möglicherweise mehrfach durchlaufen werden. Sobald sich ein Konzept als umsetzbar darstellt, erfolgt in AP3 der automatisierte Feldtest. Auch hier können sich wieder Rückwirkungen zum einen auf die Implementierung, aber auch auf das Konzept, ergeben. Dies kann zu mehrfachen Schleifen zwischen den drei

Arbeitspaketen 3 bis 5 führen. Erweist sich einer der Ansätze im Feldtest als anwendbar, erfolgt seine abschließende Bewertung in AP6.

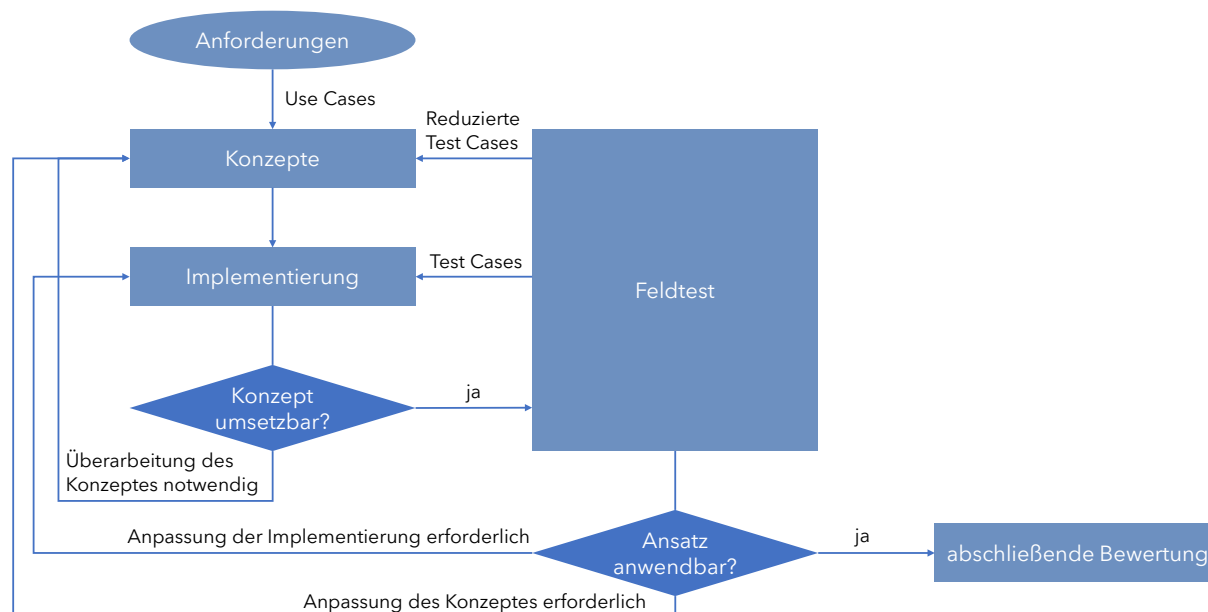


Abbildung 2 Prozessdarstellung des Projektablaufs

Ziele der FGH

Das Projektziel der FGH ist die Konzeptionierung und Implementierung neuer Ansätze zur gemeinsamen Ermittlung von netz- und marktbezogenen Engpassmanagementmaßnahmen. Die FGH entwickelt im Rahmen des Projektes einen Basisansatz zur iterativen Optimierung von netz- und marktbezogenen Maßnahmen, sowie neuartige Ansätze auf Basis von künstlicher Intelligenz und Mensch-Maschine-Interaktion. Zusätzlich übernimmt die FGH die Konsortialführung und

Für den Erfolg des Projektes müssen die Projektpartner aufgrund der zuvor aufgezeigten vielzähligen Schnittstellen zwischen den einzelnen Arbeitspaketen eng abgestimmt zusammenarbeiten. Die Arbeitsteilung und die unterschiedlichen Fachkenntnisse der Partner müssen hierbei im Rahmen eines vernetzten Zusammenwirkens zielorientiert orchestriert werden. Voraussetzung dafür schafft eine funktionale und effiziente Managementstruktur, um gemeinschaftlich das Projektziel zu verfolgen. Das Ziel der FGH ist daher die Koordination einer Projektmanagementstruktur.

Im Basisansatz soll ein bestehendes Verfahren zur Redispatchsimulation, welche geeignete Redispatchmaßnahmen und optimierte Trafostufen bestimmt, um eine Topologieoptimierung erweitern. Die Topologieoptimierung erfolgt dabei entkoppelt von der Redispatchbestimmung, um die Rechenzeit der einzelnen Optimierungsschritte geringzuhalten. In einer iterativen Gesamtoptimierung aller Maßnahmen sollen daher die optimalen Maßnahmen für einen sicheren Netzzustand bestimmt werden. Hierbei wird für die Bestimmung der topologischen Maßnahmen auf eine sensitivitätsbasierte linearisierte Approximation der Einflüsse auf die Leistungsflüsse zurückgegriffen, um eine Einhaltung der Prozesszeiten in der Netzbetriebsplanung zu gewährleisten. Ziel der Implementierung des Basisansatzes ist außerdem die unmittelbare Erprobung der Simulationsumgebung, um so möglichst frühzeitig Erfahrungen für die zu konzipierenden innovativen Ansätze zu sammeln.

In den letzten Jahren konnten große Fortschritte im Bereich des maschinellen Lernens, einem Teilgebiet der Künstlichen Intelligenz, erzielt werden. Algorithmen und Methoden in diesem Bereich erlernen durch Wiederholungen selbstständig eine Aufgabe zu erfüllen. Dadurch besteht die Möglichkeit, neue Lösungs-

möglichkeiten zu finden. Aus diesem Grund sollen verschiedenen Integrationsstufen des maschinellen Lernens innerhalb der innovativen Ansätze zur Topologieoptimierung untersucht werden. Eine mögliche Anwendung könnte dabei die vollständige Lösung des kombinierten Problems aus Topologie- und Redispatchoptimierung darstellen, aber auch hybride Ansätze zur Lösung von Teilproblemen der Optimierung oder Vereinfachung der Problemstellung sind denkbar.

In der Betrachtung der Schnittstelle zwischen Mensch und Maschine soll im Rahmen des Projektes ein Tool zur Bewertung und Aktualisierung von Ergebnissen umgesetzt werden. Damit das betriebs- und systemführende Personal Vorschläge bewerten kann, müssen die Maßnahmen in einer geeigneten Form visualisiert werden. Darüber hinaus muss das Feedback effizient verarbeitet werden, sodass diese Anpassungen am Ergebnis im Rahmen der Algorithmen berücksichtigt werden können. Hierzu ist beispielsweise eine grafische Benutzeroberfläche angedacht, welche die vorgeschlagenen Maßnahmen darstellt und die Möglichkeit zur Modifikation bietet. Weitergehende Ansätze, aufbauend auf der Mensch-Maschine-Interaktion, wie beispielsweise eine Kombination mit Methoden des maschinellen Lernens zur Aktualisierung der Ergebnisse auf Basis der Anpassungen, sind denkbar.

Arbeitsergebnisse

Mit Beginn des Projekts im September 2022 hat die FGH als Konsortialführer im AP1 geeignete Plattformen für eine erfolgreiche Durchführung des Projekts eingerichtet. Hierzu wurde ein Jira-Ticketsystem aufgesetzt, mit welchem die anstehenden Aufgaben zur Bearbeitung der Arbeitspakete in monatlichen Sprints geplant und nach Ablauf deren Zielerreichung überprüft werden kann. Weiterhin können mit Hilfe von Confluence die gesammelten Informationen während der Bearbeitung für alle Projektpartner zugänglich aufbereitet und dokumentiert werden. Durch wöchentliche Webmeetings können die Projektfortschritte in den einzelnen Arbeitspaketen aufgezeigt und mögliche Abstimmungsbedarfe aufgelöst werden.

In AP2 wurden Schaltbeispiele aus bestehenden Forschungsarbeiten herausgearbeitet sowie Analysen von bestehenden Ansätzen zur Topologieoptimierung durchgeführt. Weiterhin wurden prozessspezifische Restriktionen für den Übertragungsnetzbetrieb gesammelt und aufbereitet. Die Materialien sollen zur Vorbereitung eines ersten Workshops zur Bestimmung der Anforderungen und Restriktionen der innovativen Ansätze genutzt werden.

In AP3 wurden erste Abstimmungen bezüglich der Einbindung in den Prozess und die zu verwendenden Daten durchgeführt. Weiterhin hat die FGH die Implementierung des Basisansatzes begonnen. Hierzu wurde zunächst die Einbindung in ein bestehendes Softwareframework geprüft. Nach Konzeptionierung der benötigten Schnittstellen wurde eine sensitivitätsbasierte Topologieoptimierung in ein iteratives Verfahren mit Redispatchoptimierung eingebunden.

In AP4 wurden erste Ansätze der Künstlichen Intelligenz und Mensch-Maschine-Interaktion analysiert. Darauf aufbauend wurden erste mögliche Konzepte für ein Reinforcement-Learning-Modell sowie eine interaktive Visualisierung aufgestellt.

Ansprechpartner FGH Dr.-Ing. Annika Klettke
M.Sc. Andrea Ewerszumrode
M.Sc. Marco Gehrmann
M.Sc. Philipp Reuber

Quirinus-Control – Spannungsqualitätssicherung im Rheinischen Revier

Teilvorhaben: Simulative Bewertung der Spannungsqualität im Rheinischen Revier

BMWK-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.06.2022-31.05.2026

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geförderte Verbundvorhaben QUIRINUS-Control ist ein umfangreiches Forschungsvorhaben zur Untersuchung der zukünftigen Spannungsqualität vor dem Hintergrund des Strukturwandels im Rheinischen Revier. Das Konsortium besteht aus Forschungseinrichtungen, Netzbetreibern, Beratern, Messgeräteherstellern, Softwareentwicklern und Anlagenherstellern. Insbesondere zielt QUIRINUS-Control mit dem Aufbau eines Wide-Area-Monitoring Systems als Werkzeug im Rahmen des Projektes auf die Erarbeitung von systemischen Lösungsmaßnahmen und Komponentenlösungen sowie der Ableitung von Best Practice Lösungen ab. Die FGH ist Konsortialführer des Forschungsvorhabens mit insgesamt 16 Projektpartnern.

Zusammenfassung und Ziele

Die fundamentalen Veränderungen auf Seiten der Energieversorgung im Rheinischen Revier ziehen tiefgreifende Herausforderungen nach sich. Was passiert, wenn im Rahmen der Energiewende die konventionellen Kraftwerke nach und nach abgeschaltet und durch dezentrale, erneuerbare Energiequellen ersetzt werden? Bleibt die Spannungsqualität weiterhin gesichert? Diese Fragen stellen sich viele Industrie- und Gewerbeunternehmen im Rheinischen Revier. Besonders für die KRITIS ist eine störungsfreie Versorgung von essenzieller Bedeutung.

Zielsetzung des Projekts QUIRINUS-Control ist die objektive Bewertung der Spannungsqualität im Zuge dieser Entwicklungen für das elektrische Verteilnetz und Kundenanlagen. Das Projekt ist in neun Arbeitspakete gegliedert. Eine Übersicht dieser Arbeitspakete und ihrer Schnittstellen ist in Abbildung 1 dargestellt.

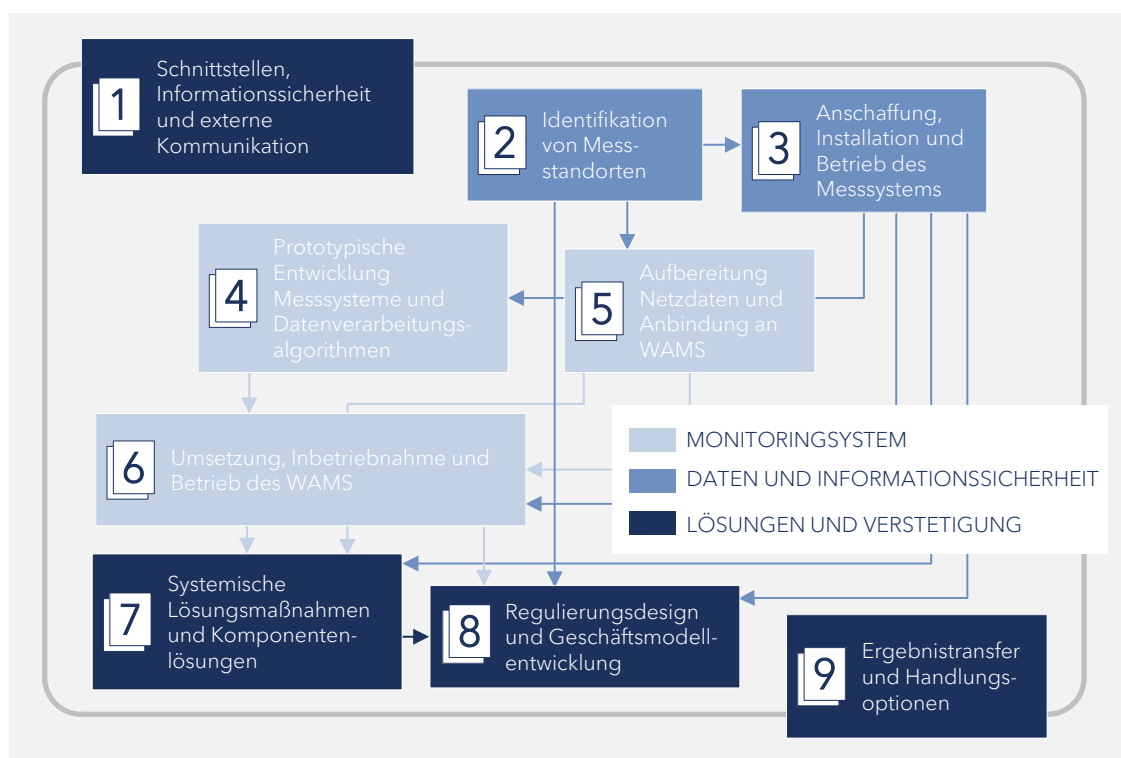


Abbildung 1 Projektstrukturplan

Für diese Bewertung wird im Rahmen des Projektes ein echtzeitfähiges Wide Area Monitoring Systems (WAMS) als Werkzeug konzipiert und realisiert. Dazu wird im Rheinischen Revier ein verteiltes Messsystem

aufgebaut, um mögliche Veränderungen der Spannungsqualität infolge der Abkehr von der konventionellen Stromerzeugung und der vermehrten Integration von umrichterbasierten Anlagen messtechnisch zu erfassen, (KI-basiert) zu analysieren und im WAMS zu visualisieren. Bestandteil davon ist eine sichere Informations- und Kommunikationsinfrastruktur sowie sichere Betriebsprozesse. Gleichzeitig wird ein geeigneter, rechtlich regulatorischer Rahmen für die Umsetzung des WAMS identifiziert. Schließlich soll eine Geschäftsmodellanalyse den Weg hin zu einem nachhaltigen Betrieb der entwickelten Ansätze unter Berücksichtigung bestehender und neuer Akteure im Energiesystem aufzeigen.

Der inhaltliche Fokus der FGH liegt in der simulativen Untersuchung und Bewertung von netzbetrieblichen und netzplanerischen Lösungsmaßnahmen zur Sicherung der Spannungsqualität. Die FGH bringt besonders die Expertise zu Fragestellungen der Spannungsqualität aus verschiedenen bereits durchgeführten Forschungsprojekten mit.

Überblick über die Tätigkeiten der FGH e.V.

Die wesentlichen Gesamtziele der FGH teilen sich in drei Teile: das Projektmanagement sowie die Kommunikation mit der Förderstelle und den Projektpartnern im Rahmen der Konsortialführung, der begleitenden Konzeptionierung und dem Aufbau des WAMS und der Entwicklung einer Simulationsplattform zur Untersuchung von systemischen Lösungsmaßnahmen.

Konsortialführung und Projektkoordination

Das Forschungsprojekt QUIRINUS-Control vereint unterschiedliche Fach- und Kompetenzbereiche aus verschiedenen Branchen. Die Partner vertreten im Wesentlichen die Expertise und Interessen der Bereiche der Energietechnik und -wirtschaft, Messsysteme, Informations- und Kommunikationstechnik, Softwareentwicklung und elektrische Anlagen. Für den Erfolg des Projekts müssen die Partner eng abgestimmt zusammenarbeiten. Die Arbeitsteilung und die unterschiedlichen Fachkenntnisse der Partner müssen hierbei im Rahmen eines vernetzten Zusammenwirkens zielorientiert orchestriert werden. Der Rahmen für diese Zusammenarbeit wurde im Zuge der Kooperationsvereinbarung ausgearbeitet. Verschiedene Abspracherunden in unterschiedlichen Zyklen ermöglichen den regelmäßigen Austausch der Partner.

Wide-Area Monitoring System

Das in QUIRINUS-Control in Entwicklung befindliche WAMS soll eine Ergänzung zu bestehenden Netzleitsystemen der Verteilnetzbetreiber darstellen. Das Monitoring System stellt die Grundlage für die Beobachtbarkeit der Netze, welches in der Zukunft einen aktiven Betrieb der Verteilnetze zulässt. Im Rahmen des Projekts soll mit dem Monitoringsystem zunächst die Möglichkeit der Beobachtung und Analyse der Spannungsqualität im Rheinischen Revier ermöglicht werden. Auf Basis der Analysen untersucht die FGH die Möglichkeiten zur präventiven Beherrschung der Störfälle auf die Spannungs- und Versorgungsqualität.

Entwicklung einer Simulationsplattform zur Untersuchung von systemischen Lösungsmaßnahmen

Ein Ziel der FGH ist die Identifikation und Untersuchung sinnvoller systemischer Lösungsmaßnahmen zur Begegnung von Störereignissen auf die Spannungsqualität im Verteilnetz. Auf dieser Basis können Hinweise zu kosteneffizienten Maßnahmen für zukünftige aktive Verteilnetze getroffen werden. Es soll außerdem abgeleitet werden, welche Auswirkungen der zunehmende Rückgang zentraler Kraftwerke, der Einfluss vermehrter dezentraler Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energie und die stetig wachsende Anzahl umrichterbasierter Netznutzer im Rheinischen Revier auf die Spannungsqualität hat. Um diese Ziele zu erreichen, wird ein mehrstufiges Verfahren für die dynamische Simulation des Netzzustandes konzipiert und implementiert. Mit diesen Verfahren wird die Bewertung von Störereignissen auf die Spannungsqualität in einem umfangreichen Netzausschnitt ermöglicht und somit eine Grundlage für die Bewertung von

systemischen Lösungsmaßnahmen unter Berücksichtigung verschiedener Randbedingungen geschaffen. Durch die Nutzung eines Simulationsverfahrens kann hierbei ein größerer Variationsraum abgetastet werden als dies bei einer konkreten Umsetzung in der Demonstrationsregion im Rahmen von Quirinus-Control möglich wäre. So können spannungsbezogene Störereignisse und deren Auswirkung auf das Netz sowie die Netzkunden sowohl im Einzelnen als auch in einem komplexen Zusammenspiel abgebildet und analysiert werden. Ebenfalls ermöglicht die simulative Grundlage eine Untersuchung zukünftiger Versorgungssituationen, wodurch heute noch nicht vorhandene Durchdringungsausprägungen untersucht werden können und Hinweise und Handlungsempfehlungen zur zukünftigen Netz- und Betriebsplanung im Rheinischen Revier formuliert werden können.

Des Weiteren werden die Ergebnisse mit Hinblick auf die Entwicklung und Aktualisierung von Normen und Richtlinien kritisch diskutiert.

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

ENSURE II – Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

BMBF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.02.2020 – 31.07.2023

Das durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderte Projekt ENSURE ist Bestandteil der Förderinitiative „Kopernikus-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 Projekt-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

Zentrales Ziel 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 wird die Nutzung von zusätzlichen Informationen zum Netzzustand, zur Einspeise- und Verbrauchssituation sowie zum Zustand von Komponenten ermöglicht, wodurch neuartige Ansätze in der Betriebsführung von Anlagen und Netzen realisiert werden können.

In der vergangenen Phase 1 des Projektes wurde vorrangig Grundlagenforschung betrieben, um die beiden oben genannten, zentralen Aspekte des Projektes vorzubereiten. Die im Februar 2020 gestartete Phase 2 des Projektes befasst sich mit der Umsetzung der ersten Entwicklungen (Hard-/Software) im Pilotmaßstab. Damit verbunden sind die folgenden Aufgaben:

- Finalisierung des Konzepts für den Demonstrator
- Einbettung des Gesamtsystems in den sozio-ökonomischen Rahmen
- Pilotierung ausgewählter Technologien aus Phase 1
- Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Regionen und Kontexte
- Langfristfragen im systemischen Kontext

In Phase 1 wurden Technologien erforscht und zusammengetragen, die durch den Wissenschaftlichen Beraterkreis auf Grundlage Ihrer Umsetzbarkeit und Relevanz für die Energiewende bewertet wurden. Aus diesen Technologien wurden 5 Piloten ausgewählt, um in Phase 2 in einer Realdemonstration ihre Umsetzbarkeit und den Nutzen für die Energiewende darzustellen.

Die in Phase 2 zu klärenden Fragen waren somit, wie die 5 Piloten praktisch gebaut und unter Betrachtung der Umsetzung mit Rückbauverpflichtung und rechtlichen Rahmenbedingungen im Projekt errichtet werden können. Im Laufe von Phase 2 wurden mehrere Piloten von der Umsetzung im Projekt als Realdemonstration gestrichen. Zudem kam es bei den Piloten aufgrund von Lieferschwierigkeiten der Komponenten zu Verschiebungen, die eine Umsetzung in Phase 2 nicht mehr gewährleisten.

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

Teilprojekt 7 (TP 7)

Mit dem Fokus, Sicherheit für Mensch und Technik zu gewährleisten, strukturiert sich TP 7 in vier Arbeitspakete:

- 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 Arbeitspakete hinweg und beteiligt sich zugleich an der Erreichung der Teilziele der jeweiligen Arbeitspakete. Zudem übernimmt die FGH die Leitung der Arbeitspakete 7.1: Prüfvorschriftendefinition und 7.3: Technologieprüfungen.

Anhand der in Phase 1 entwickelten allgemeinen Prüfvorschriften und deren Weiterentwicklung hin zu spezialisierten Prüfungen für die fünf Piloten beschreibt TP 7 die Prüfvorschriften und die Testumgebungen in zwei Meilensteindokumenten. Insbesondere werden die Technologien nicht rein als Endprodukt gesehen, sondern als Zusammenstellung mehrerer Komponenten, die in Einzelprüfungen getestet werden, sowie das systematische Zusammenspiel der Komponenten in einer Prüfung als ein Teil der Lösung der Energiewende.

Die fünf ausgewählten Technologien für Phase 2 sind:

- MVDC Kurzschlusskupplung
- Vermaschungskonzepte
- PMU (Phasor Measurement Unit) und Adaptivschutz
- Digitales Umspannwerk
- Solid State Transformator

Abbildung 1 zeigt die verbleibenden Piloten im Netzzusammenhang, wodurch in der Gesamtheit ein effizienter und flexibler Netzbetrieb ermöglicht wird.

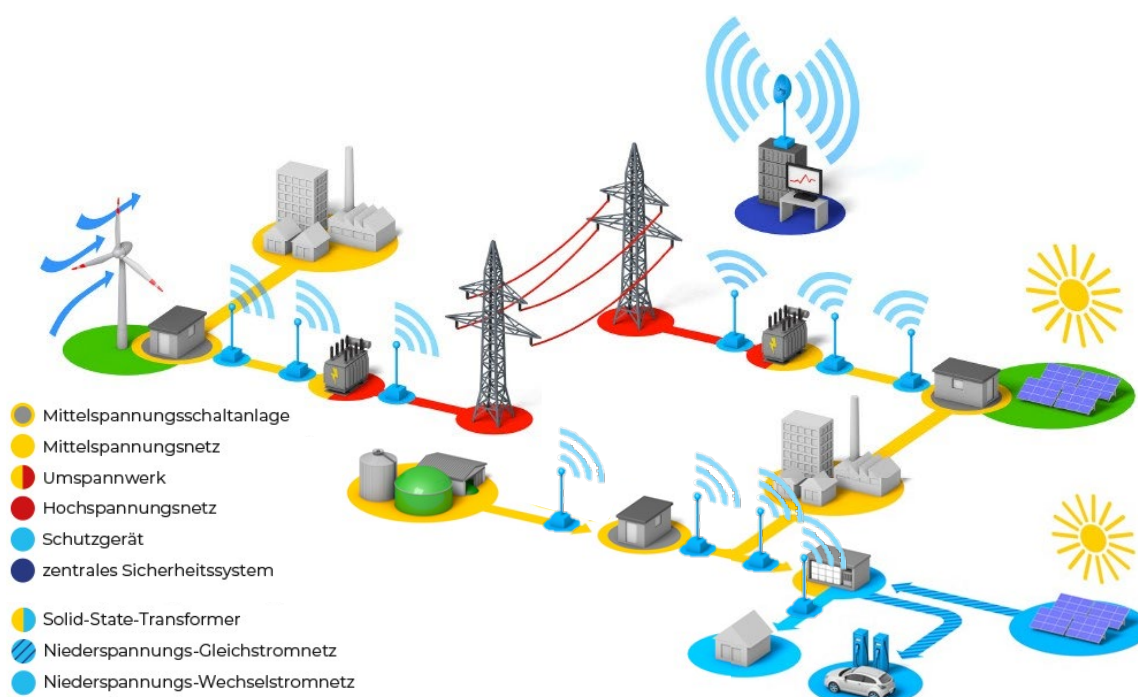


Abbildung 1 Schematische Darstellung der Piloten im Netzzusammenhang

Die Arbeiten zum Piloten „MVDC Kurzkupplung“ wurden 2021 aufgrund eines Direktoriumsbeschlusses abgebrochen und umgewidmet. Sie finden sich in der Entwicklungstechnologie „Automatisiertes Verteilnetz“ wieder.

Zu dem Piloten „Vermaschungskonzepte“ wird keine Realdemonstration angestrebt, weshalb eine Umsetzung als Simulation in Phase 2 durchgeführt worden ist.

Die Umsetzung des Piloten PMU und Adaptivschutz gliedert sich in 2 Schritte. Zunächst werden die PMUs in das Netz eingebaut und liefern Phasoren aus dem Mittelspannungsnetz. Die Daten sollen Aufschluss darüber geben, inwieweit das aktuelle Netz ausgelastet ist, und welche Potenziale mithilfe der neuen Messdaten erschlossen werden können. Hierfür führte das TP 7 die Funktionsprüfungen an einem System, bestehend aus zwei PMUs und einer Auswerteeinheit, im Prüflabor der FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH durch. Die Prüfungen und deren Ergebnisse sind im vorletzten Jahresbericht vorgestellt worden.

Im zweiten Schritt der Umsetzung liegt der Fokus auf der Adaptivschutz-Fähigkeit. Die PMUs sind keine reinen Messgeräte, sondern Schutzgeräte. Sie können sich, durch von außen zugeführte Parametrierungen, an die aktuelle Netzsituation anpassen, um den bestmöglichen Schutz für das Netz und dessen Komponenten zum aktuellen Zeitpunkt zu bieten. Die vollständige Umsetzung des Adaptivschutzes erfolgt nicht mehr in Phase 2. Des Weiteren wird durch das Ausscheiden des aktuellen Verteilnetzbetreibers in Phase 3 der Ansatz nicht weitergeführt.

Die Umsetzung des Piloten „Digitales Umspannwerk“ findet zum größten Teil außerhalb des ENSURE-Projektes statt. Daher wurden von Seiten des TP 7 keine Prüfungen vorgesehen.

Der Pilot „SST“ unterlag durch Lieferverzögerungen und regulatorischen Schwierigkeiten großen zeitlichen Verschiebungen. Der SST wird somit nicht mehr in der Projektphase 2 von ENSURE ins Netz eingebaut. Ebenso erfolgt keine Feldprüfung zum Mittelspannungsnetzanschluss. Der Hersteller wird einen Prototyp des SST herstellen und diesen in den eigenen Laboren unter Begleitung des TP 7 zum Ende der Phase 2 testen. Dabei wird unter anderem auf die Vorarbeiten des TP 7 hinsichtlich der Prüfzenarien zurückgegriffen. Die Prüfungen umfassen allgemeine Prüfungen zu Spannung, Temperatur, elektrischen und mechanischen Last-Tests. Des Weiteren werden die Umrichter nach aktuell vorhandenen Tests für Umrichter erfolgen.

Hinzu kommen Prüfungen der einzelnen Komponenten des SST-Systems sowie die Komponenten des unterlagerten ± 750 VDC-Niederspannungsnetzes. Die Prüfungen der SST-Komponenten werden an der CAU (Christian-Albrechts-Universität zu Kiel) in Kiel mithilfe ihres PHIL (Physical Hardware In the Loop) Prüffeldes durchgeführt. Hierbei werden modellierte und simulierte Komponenten mit realen Komponenten gekoppelt, um eine (Konformitäts-) Prüfung neuer Netzkomponenten in beliebigen Betriebssituationen zu verwirklichen. Der Aufbau der Testumgebung ist mit Abschluss von ENSURE Phase 2 realisiert.

Die FGH plant für die Restlaufzeit von ENSURE Phase 2, Untersuchungen bezüglich der DC-Fähigkeiten von AC-Betriebsmitteln voranzutreiben. Hierbei werden anhand von Recherchen die verschiedenen Kabeltypen, die in Niederspannung und Mittelspannung Verwendung finden, betrachtet und die grundsätzliche Eignung für eine Belastung mit DC-Spannung abgeleitet. Da neue oder umgerüstete Bestandssysteme eine störungsfreie Lebensdauer besitzen sollen, werden die Recherchen bezüglich Methoden zu Diagnosemessungen an DC-Komponenten, insbesondere Kabeln, abgerundet.

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

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

BMWK-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.09.2018 – 28.02.2022

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

Der Zubau erneuerbarer Energieerzeuger erfordert einen Ausbau des Übertragungsnetzes zur Verteilung der dezentral erzeugten Energie. Das deutsche Übertragungsnetz ist maßgeblich charakterisiert durch Freileitungen. Aufgrund des öffentlichen Interesses sowie des Umweltschutzes werden für den Zubau zunehmend Erdkabel favorisiert. Der vermehrte Zubau von Erdkabeln in ein durch Freileitungen dominiertes Netz weist technische und physikalische Folgen auf, die Einfluss auf die Versorgungssicherheit, Stabilität und Betriebsführung haben können. In ausländischen Netzen wurde gezeigt, dass sich erhebliche Verschiebungen von Resonanzstellen in der Netzimpedanz ergeben, die zur Verstärkung von Oberschwingungspegeln und Überspannungen führen können. Zudem ergeben sich starke Auswirkungen auf die Isolationskoordination des gesamten Netzes, wodurch ein sicherer Betrieb gefährdet wird. In diesem Forschungsvorhaben wurden reale Netzbereiche hinsichtlich der durch Erdkabelzubau resultierenden Einflüsse auf die Netzcharakteristika modelliert und simuliert, um die Auswirkungen bezüglich dieser Risiken zu erfassen. Dazu stellten die Übertragungsnetzbetreiber Pläne repräsentativer Netzbereiche zur Verfügung. Die Verifikation der Simulationen wurde durch gezielte Messungen im Übertragungsnetz durchgeführt. Mittels der Messergebnisse wurden die zur Simulation des Netzes entwickelten Modelle validiert und optimiert. Die Ergebnisse der Untersuchungen flossen in einen Leitfaden ein, der für zukünftige Netzplanungen mehr Sicherheit bietet und diese deutlich beschleunigen kann. Die Beteiligung aller deutschen Übertragungsnetzbetreiber ermöglichte erstmalig eine gesamtheitliche Betrachtung, wodurch der Leitfaden eine allgemeingültige Hilfestellung bei zukünftigen Planungen und Ausbauvorhaben bietet. Die Arbeitspaketstruktur des Projektes ist in Abbildung 1 dargestellt.

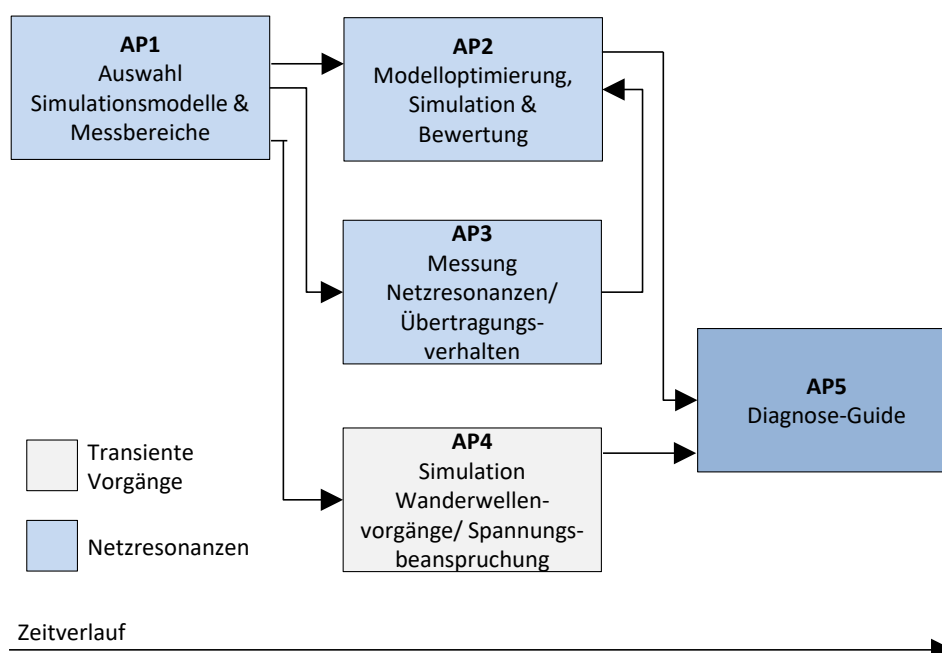


Abbildung 1 Arbeitspakete des Projekts "CableCop"

Der Diagnose-Guide bzw. Leitfaden umfasst u.a. die folgenden wesentlichen Punkte:

- **Modellierung von Kabeln**

Die Kabelparameter zeigten eine hohe Frequenzabhängigkeit (Abbildung 2). Es zeigt sich, dass der Widerstand durch den Skineffekt mit steigender Frequenz deutlich zunimmt. Im Mitsystem erhöht sich der Widerstand bei 2,5 kHz um den Faktor 9,64 und im Nullsystem um 2,1. Die Induktivitätsbeläge sinken für steigende Frequenzen, da durch den Skineffekt der Strom an den Leiterrand gedrängt wird und somit ein zunehmend kleinerer Ausschnitt des Leiters magnetisiert wird. Deshalb sollten die Leitungsimpedanzen von Kabelstrecken immer durch ein frequenzabhängiges Modell berechnet werden.

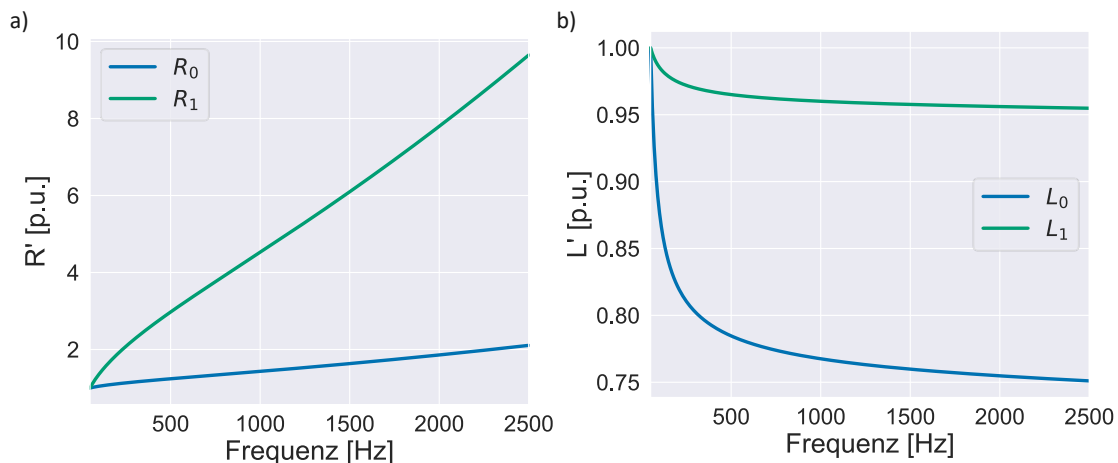


Abbildung 2 Frequenzabhängigkeit der Kabelparameter

a) Widerstandsbelag im Null- und Mitsystem b) Induktivitätsbelag im Null- und Mitsystem

- Die durchgeführten Sensitivitätsuntersuchungen der Kabelparameter und -geometrie zeigten, dass die Kabeldaten möglichst genau bestimmt werden sollten. Änderungen von +/- 10 % der Isolationsdicke führten zu deutlichen Verschiebungen der Resonanzfrequenzen. Der Einfluss der halbleitenden Schichten sollte ebenfalls direkt im Modell oder über Korrekturfaktoren beachtet werden. Geringere Auswirkungen ergaben sich hingegen durch Variationen von Schirm- und Ableitwiderstand. Neben den Parametern des Einzelkabels wurde die Leitungsimpedanz erheblich durch die Art der Verlegung und den Abstand der Kabel beeinflusst. Die robuste Einschätzung des Einflusses von Kabelstrecken bedingt somit eine hohe Güte der verwendeten Kabelparameter sowohl für das Einzelelement als auch das Gesamtsystem.
- **Empfehlungen für die notwendige Größe des Betrachtungsbereiches**
Es wurde ein Verfahren zur Ermittlung des horizontalen sowie des vertikalen Betrachtungsbereichs entwickelt. Grundsätzlich hängt die zu betrachtende vertikale Netzgröße von der verwendeten Metrik ab. In dieser Studie wurde hierfür die elektrische Distanz verwendet. Für einen zu untersuchenden Knoten wird bei diesem Verfahren jedem weiteren Netzknoten eine Distanz zugewiesen, welche die elektrische Nähe dieses Knoten zum Referenzknoten quantifiziert. Hierbei kann grundsätzlich angenommen werden, dass Knoten mit einer hohen elektrischen Distanz die Netzimpedanz in einem geringeren Maße beeinflussen als elektrische nahe Knoten. Anschließend kann der Netzbe-
reich durch die Vorgabe einer Distanz ausgewählt werden. Dies ist in Abbildung 3 für ein einfaches Netz beispielhaft dargestellt.

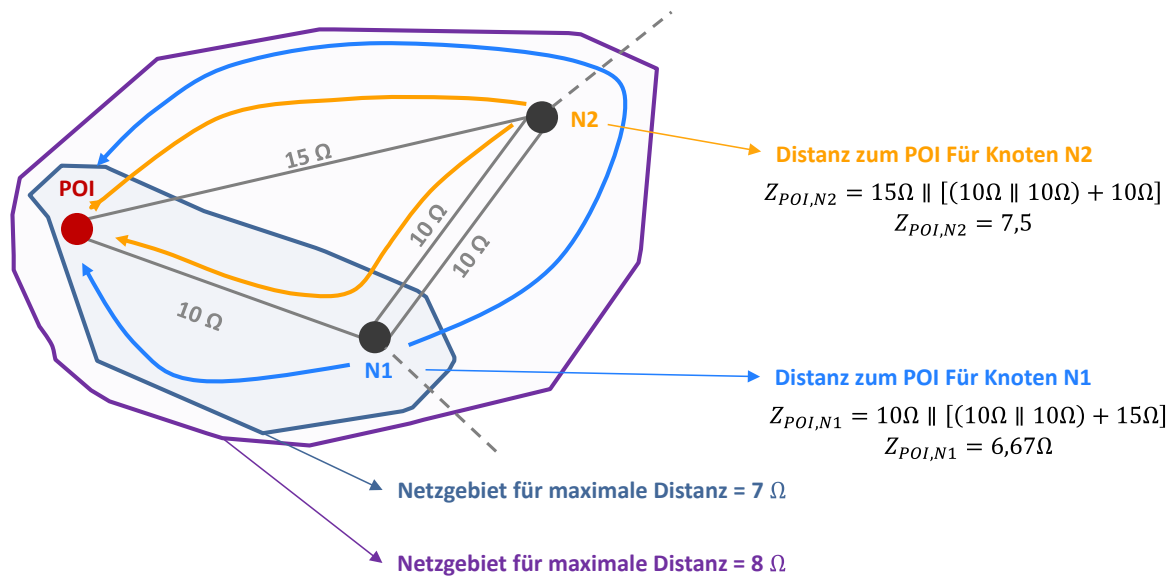


Abbildung 3 Beispiel für die Berechnung der elektrischen Distanz

Aus den Berechnungen wurde deutlich, dass keine allgemeingültige Empfehlung einer Distanz gemacht werden kann. Da alle ermittelten Netzausschnitte eine hohe Anzahl an Betriebsmitteln aufwiesen und damit zu aufwendigen Rechnungen führen, ist auch eine allzu konservative Abschätzung nicht empfehlenswert. Die Wahl einer hinreichenden Netzgröße ist allgemein abhängig von

- der gewünschten Güte der Berechnungen
- dem relevanten Frequenzbereich
- den lokalen Betriebsmitteln
- der lokalen Topologie

Es zeigt sich, dass für eine detaillierte Bestimmung der Dämpfung der Resonanzstellen größere Netzausschnitte notwendig sind, als wenn nur die Resonanzfrequenzen ermittelt bzw. identifiziert werden sollen. Je größer dabei der relevante Frequenzbereich ist, desto größer muss auch der Netzausschnitt gewählt werden. Es besteht weiterhin eine Abhängigkeit der umliegenden Betriebsmittel. Sehr nahe Kabelstrecken bestimmen die Netzimpedanz zumindest im niedrigen Frequenzbereich wesentlich, wodurch weiter entfernte Betriebsmittel an Einfluss verlieren und damit tendenziell kleinere Netzgrößen gewählt werden können. Speziell bei der Verwendung der elektrischen Distanz ist der lokale Anschluss des zu untersuchenden Knotens relevant. Ein Knoten, welcher an einem Ausläufer angeschlossen ist, weist dabei einen gewissen Offset gegenüber direkt vermaschten Knoten auf. Dies muss in einer möglichen Weiterverarbeitung der elektrischen Distanzen z.B. zur Bestimmung eines Kerngebietes oder beim Vergleich notwendiger Netzgrößen berücksichtigt werden. Ausgehend von diesen Erkenntnissen sollte die Ermittlung der notwendigen Netzgröße iterativ erfolgen, wobei sich für die hier behandelten Standorte mit angeschlossenen Kabelstrecken Richtwerte für die notwendige elektrische Distanz im Bereich von 20 Ω ergaben.

Die detaillierte Modellierung unterlagerter Netze stellte heraus, dass aus Sicht des Übertragungsnetzes vor allem die Serienresonanzen zwischen den Kuppeltransformatoren und einem kapazitiv wirkenden, unterlagerten Hochspannungsnetz zu ermitteln sind. Falls diese sich im Bereich der Parallelresonanzen befinden und einen geringen Betrag aufweisen, konnte ein signifikanter Einfluss festgestellt werden. Der Querschnitt aus Kuppeltransformator und unterlagertem Netz stellt dann einen niederohmigen Pfad dar, welcher vor allem die Dämpfung der Parallelresonanz aber auch deren Frequenz beeinflussen kann. Die Analyse der zugrundeliegenden Gegebenheiten einer solchen

Serienresonanz ermöglichte die Entwicklung eines möglichen Ansatzes zur Einschätzung, ob ein unterlagertes Netz detailliert modelliert werden muss. Hierfür wird ein Verfahren zur Ermittlung der Lage der ersten Parallelresonanz und ggf. eine Abschätzung des Verhaltens der unterlagerten Netzimpedanz im kapazitiven Bereich benötigt. Eine detailliertere Modellierung sollte gegebenenfalls für den POI und elektrisch nahe Standorte erfolgen, wobei sich der Einfluss der unterlagerten Netzstrukturen mit zunehmend entfernteren Standorten deutlich verringerte, sodass eine detaillierte Modellierung nicht mehr als die direkt umliegenden Standorte umfassen sollte. Weiterhin stellte sich heraus, dass auch das verwendete Lastmodell einen Einfluss auf die Dämpfung der Resonanzstellen haben kann. Da kein Abgleich mit Messwerten der Impedanz unterlagerte Netzstrukturen erfolgen konnte, kann auch keine Empfehlung für ein bestimmtes Modell ausgesprochen werden. Dessen Auswahl sollte folglich kritisch geprüft werden und im Idealfall anhand von Messergebnissen plausibilisiert werden. Allerdings zeigte sich auch, dass bei einer detaillierten Modellierung des HS-Netzes der Einfluss des Lastmodells geringer wird, da die nun zwischen POI und Lastmodell liegenden Betriebsmittel (Leitungen im Hochspannungsnetz) dessen Einfluss dämpfen.

Darüber hinaus konnten relevante Einflussfaktoren auf die Netzimpedanz von Hochspannungsnetzen identifiziert werden, anhand derer verschiedene Netzstrukturen eingeteilt werden könnten. Diese sind:

- Netzstruktur (z.B. ländlich oder städtisch)
- Lage des betrachteten UW im HS-Netz (Ausläufer oder zentral im Netz)
- Netznutzungsfall (vor allem Stark- und Schwachlastfall)
- Verkabelungsgrad sowie Positionierung der Kabel

Um die Rechenkomplexität zu reduzieren, bietet es sich hierbei an, die detaillierten unterlagerten Netzstrukturen vorgelagert zu berechnen und als frequenzabhängige Netzäquivalente in die Simulationen einzubauen. Die Auswertung verschiedener Kabelpositionen im unterlagerten Netz zeigten, dass vor allem die nahe am Umspannwerk gelegenen Betriebsmittel die Netzimpedanz aus Sicht des Übertragungsnetzes bestimmen. Weitere Untersuchungen könnten herausarbeiten, ob auch eine detaillierte Modellierung lediglich der umliegenden Leitungen aus Sicht des Umspannwerkes ausreichend genaue Ergebnisse liefert. Hiermit kann der Aufwand zu beschaffender Netzdaten der Hochspannungsnetze reduziert werden.

■ **Analyse der Ergebnisse im Hinblick auf eine kritische Länge von neu einzubringenden Kabelstrecken**

Eine Erhöhung der Länge von 2,5 km führte in den meisten Fällen zu einer Verschiebung der ersten Parallelresonanz von 10 Hz. Eine kritische Länge hängt dabei allerdings explizit von der anfänglichen Lage der Parallelresonanz ab, welche maßgeblich durch die Entfernung der Kabelstrecke vom Knoten bestimmt wird. Die Länge allein sollte somit nicht als Maß von Kritikalität herangezogen werden. Weiterhin ist für eine solche Beurteilung die Schärfung des Begriffes „kritisch“ notwendig, im speziellen bei welcher Frequenz und welcher Höhe eine Parallelresonanz nicht mehr tolerabel ist.

- **Analyse der Ergebnisse im Hinblick auf ein kritisches Mischverhältnis von Freileitung und Kabeln**
Höhere Anteile an Kabelstrecken im Leitungsverlauf führen zu einer stärkeren Verschiebung der Resonanzstellen. Beispielhaft ist dies in Abbildung 4 dargestellt. In dieser Grafik sind die Auswirkungen verschiedener Szenarien der Verkabelung auf die Netzimpedanz für zwei Standorte im Netz dargestellt. Verglichen werden hierbei sowohl unterschiedliche Kabellängen sowie ein Szenario, bei dem nur Freileitungen eingesetzt werden. Es ist deutlich zu erkennen, dass eine Teilverkabelung

einen hohen Einfluss auf den Verlauf der Netzimpedanz hat. Höhere Anteile an Verkabelungen verschieben die Resonanzfrequenzen dabei zu immer niedrigeren Frequenzen.

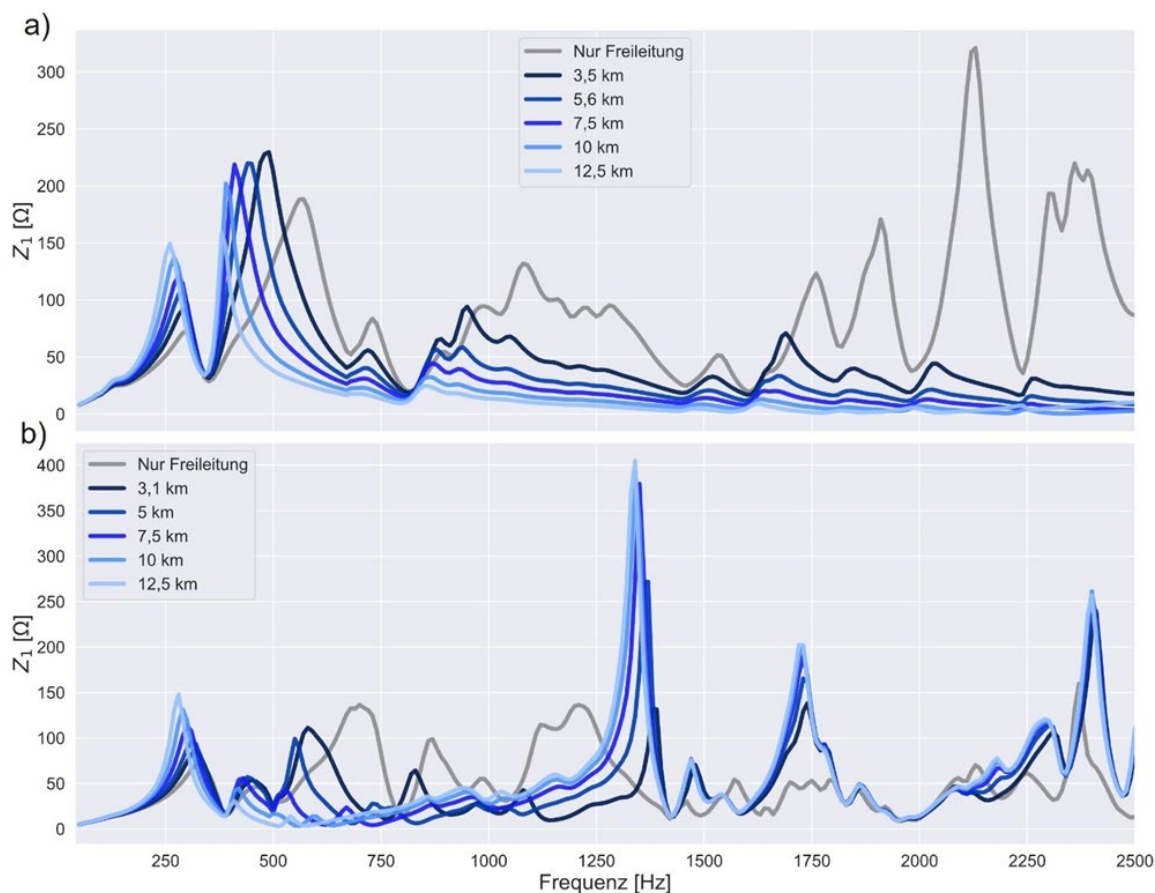


Abbildung 4 Einfluss der zugebauten Kabellänge auf den frequenzabhängigen Verlauf der Netzimpedanz im Mitsystem (2 exemplarische Standorte a) und b))

Die Verschiebung hängt aber noch stärker von der Position der Kabelstrecken im Leitungsverlauf ab. Dasselbe Mischverhältnis von Kabeln kann signifikant unterschiedliche Auswirkungen an einem Knoten erzeugen, je nachdem, ob die Kabel vor allem am Anfang oder Ende der Leitung installiert werden. Eine geringere Vermaschung des betrachteten Knotens geht mit einem erhöhten Einfluss der Kabelstrecken einher, da insbesondere eine geringere Dämpfung erwartet werden kann.

■ Analyse der Ergebnisse im Hinblick auf die betrachtete Versorgungsaufgabe

Standorte in der Nähe von Lastzentren zeigten eine deutlich erhöhte Dämpfung der Resonanzstellen und damit auch einen geringeren Einfluss durch die Kabelstrecken. Dies muss allerdings auch immer im Kontext des untersuchten Verkabelungsszenario betrachtet werden, insbesondere der Entfernung der Kabelstrecken vom betrachteten Knoten.

Das Projekt wurde erfolgreich abgeschlossen. Detaillierte Ergebnisse finden sich in den vorangegangenen Jahresberichten sowie im umfassenden Abschlussbericht, der auf der Homepage der FGH verfügbar ist.

Ansprechpartner FGH ■ M. Sc. Max Murglat
Dr.-Ing. Gregor Brammer
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
Dipl.-Ing. Jan Scheffer

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

BMWK-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.11.2018 – 30.04.2022

FGH e.V. und FGH GmbH waren beide Partner im vom BMWK 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 wurden. Darauf basierend wurde ein gesamtheitlich effizientes Paket von Abhilfemaßnahmen unter Einbezug von netz- und kundenseitigen Maßnahmen abgeleitet. Für die kundenseitig erforderliche Störfestigkeit gegenüber den zeitweiligen Überspannungen (High-Voltage-Ride-Through) wurden bestehende Testverfahren bewertet.

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 Überspannungseignisse in den Fokus gerückt.

Überblick über die Tätigkeiten der FGH e.V.

In den letzten drei Jahren hat die FGH im Rahmen des Projektes OVRTuere zusammen mit verschiedenen Partnern zeitweilige Überspannungen erforscht, Konzepte zur Behandlung dieser Ereignisse entwickelt und die Eignung unterschiedlicher Prüfverfahren analysiert. Der erfolgreiche Projektabschluss im Frühjahr 2022 stellte den letzten Meilenstein einer Reihe von Arbeitsschritten dar, die im Folgenden ausschnittsweise vorgestellt werden. Für detaillierte Ergebnisse und Modellbeschreibungen wird auf die FGH-Jahresberichte der letzten Jahre [1, 2, 3, 4], den öffentlichen Abschlussbericht [5] sowie im Projekt erfolgte Veröffentlichungen [6, 7, 8, 9] verwiesen.

Untersuchung zeitweiliger Überspannungseignisse

Im Zuge der zunehmenden Durchdringung der Energieversorgungsnetze mit Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien haben Überspannungen als Teil von kaskadierenden Ereignissen zu ausgedehnten Ausfällen von erneuerbaren Energieerzeugern (EE) geführt und die Systemstabilität gefährdet. Während konventionelle Synchrongeneratoren Überspannungseignisse durch ihr intrinsisches Verhalten positiv beeinflussen, sind EE überwiegend umrichterbasiert und haben keine solchen intrinsischen Eigenschaften. Um mögliche Schäden an den Anlagen zu vermeiden, werden EE im Falle einer Überspannung vom Netz getrennt. Bei Überspannungseignissen kann dies zu einer großflächigen Abschaltung der Erzeugungsleistung führen, was die Systemstabilität gefährden könnte. Dieses Verhalten wurde allgemein erkannt und führte zur Einführung von Überspannungsschutzanforderungen ("Over-Voltage Ride-Through - OVRT", auch „High-Voltage Ride-Through - HVRT"), die das Durchfahren von Überspannungen und ein netzstützendes Verhalten während des Ereignisses fordern.

Historische temporäre Überspannungseignisse

Als Basis der Untersuchungen wurden Überspannungseignisse, die in den letzten Jahren aufgetreten sind, hinsichtlich ihrer Ereignishistorie und Charakteristik analysiert. Unter temporären Überspannungen versteht man Überspannungen in einem Zeitbereich von $0,03 \text{ s} < T < 3600 \text{ s}$ und in einem Frequenzbereich zwischen

$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ [10]. Systemstabilität ist definiert als die Fähigkeit eines elektrischen Energiesystems, ausgehend von einem Anfangszustand nach dem Auftreten einer Störung in einen stabilen Betriebszustand zurückzukehren [11]. Im Zusammenhang mit vorübergehenden Überspannungen ergibt sich eine Bedrohung der Systemstabilität hauptsächlich aus kaskadierenden Ausfällen oder Ausfallsituationen, bei denen eine große Menge an Erzeugungsleistung vom Netz getrennt wird. Die exemplarisch aufgeführten Ereignisse beschränken sich auf Ereignisse mit überregionaler Ausbreitung, die potenziell die Systemstabilität gefährden.

Deutschland 03.01.2012: In Deutschland führte 2012 ein zweiphasiger Kurzschluss in der 110-kV-Ebene zu einem Spannungseinbruch und nach Beseitigung des Fehlers zu großflächigen Überspannungen im Übertragungs- und Verteilungsnetz. Aufgrund der nur teilweisen LVRT- und nicht vorhandenen OVRT-Fähigkeit trennten sich viele Anlagen vom Netz. Die Netzsituation konnte durch den Anschluss von Kompensationsanlagen stabilisiert werden [12].

China 2011 & 2012 - Zusammenfassung: Von 2011 bis 2012 ereigneten sich in China insgesamt 205 kaskadenartige Anlagenausfälle [13]. Die Mehrzahl dieser Ereignisse ist durch eine anfänglich hohe Belastung der Übertragungsleitungen gekennzeichnet. Der daraus resultierende hohe Blindleistungsbedarf führt dazu, dass Kompensationsanlagen voll ausgelastet werden. Ein initialer Kurzschluss führt zu einem Spannungseinbruch, der einen Erzeugungsausfall in der Nähe der Fehlerstelle verursacht. SVC werden aktiviert, um das Netz zu stützen. Aufgrund des Rückgangs der Wirkleistung sinkt auch der Blindleistungsbedarf. Nach der Fehlerbeseitigung kommt es zu einem Überschuss an Blindleistung und folglich zu vorübergehenden Überspannungen, die zur Trennung weiterer Erzeugungsanlagen führen.

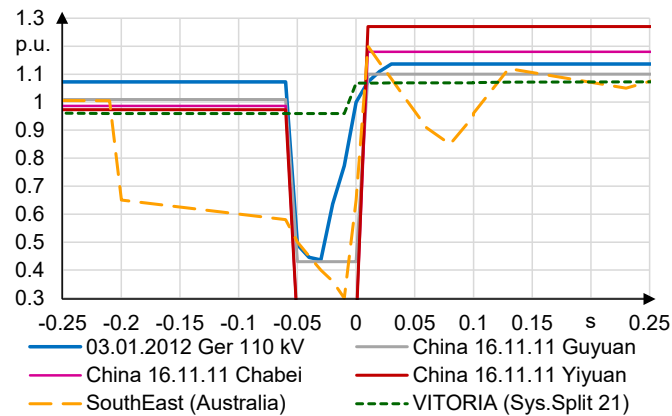
System Split Europa Juli 2021: Am 24. Juli 2021 kam es im europäischen Verbundnetz auf der Verbindung zwischen der Iberischen Halbinsel und Frankreich aufgrund von Waldbränden zu zwei aufeinanderfolgenden Kurzschlüssen. Ein daraus resultierender Spannungseinbruch führte zur Abschaltung von Kompensationsanlagen. Die Überlastung einer dritten Leitung führte zu einem Systemsplit. Es kam zu großflächigen Überspannungen bis zu etwa 1,12 p.u. Während des Ereignisses kam es zu einem Ausfall von 2673,8 MW an Einspeiseleistung. Als häufigste Ausfallursache wurden Überspannungen angegeben. [14]

Analyse & Schlussfolgerungen

Fast alle Ereignisse weisen einen Spannungseinbruch auf, der durch Netzfehler verursacht wird. Nach der Fehlerbeseitigung treten Überspannungen auf. Die Überspannungen können unterschiedliche Ursachen haben. Ausschlaggebend ist in der Regel die verzögerte Rückkehr der Wirkleistung, die zu einem reduzierten Blindleistungsbedarf der Netze führt. Dieser Effekt kann durch Kompensationsanlagen, die während des Fehlers Blindleistung zur Spannungsstützung bereitstellen und nach der Entstörung nicht direkt wieder zurückgefahren werden, erheblich verstärkt werden.

Wenn es keine großflächigen Ausfälle gibt, sinkt die Überspannung während der Wirkleistungsrückführung. Kommt es jedoch aufgrund der Überspannung, mangelnder LVRT-Fähigkeit oder Frequenzbandverletzungen zu Ausfällen, können die Überspannungen länger anhalten und müssen dann durch Kompensationsanlagen oder weitere Maßnahmen wieder in das zulässige Spannungsband zurückgeführt werden. Die Überspannungen können dann für mehrere Minuten bestehen bleiben.

In Abbildung 1 ist der Amplitudenverlauf verschiedener Ereignisse über Spannungseinbruch, die Fehlerklärung und die initiale Überspannungsphase dargestellt. Die Höhe der Überspannungen ist stark von der zugrunde liegenden Netzstruktur abhängig. In einem schwachen Netz, das durch große Übertragungslängen und lastferne Erzeugung gekennzeichnet ist (z.B. Provinz Gansu, China), traten deutlich höhere Überspannungen auf, als in vermaschten, starren Netzen (europäisches Verbundnetz).



Vergleich zwischen Normanforderungen und Überspannungsereignissen

Werden die OVRT-Kurven mit den Ereigniskurven verglichen (vgl. Abbildung 2b), umhüllen die geforderten Ride-Through-Kurven in fast allen Fällen historische Überspannungen im Kurzzeitbereich. Nur die gemeldete Überspannung vom 16.11.2011 in Yiyuan übersteigt die derzeit geforderte OVRT-Amplitude bei 0,5 s. Da das Ereignis ein Jahrzehnt zurückliegt, erscheint unter Berücksichtigung der veränderten LVRT-Fähigkeiten, Netzbedingungen und des Verhaltens der Kompensationsanlage eine geringere Überspannung realistisch. In Anbetracht der Überspannungsamplitude von 2012 und der Simulationsergebnisse scheint die Sicherheitsmarge in Deutschland hoch zu sein.

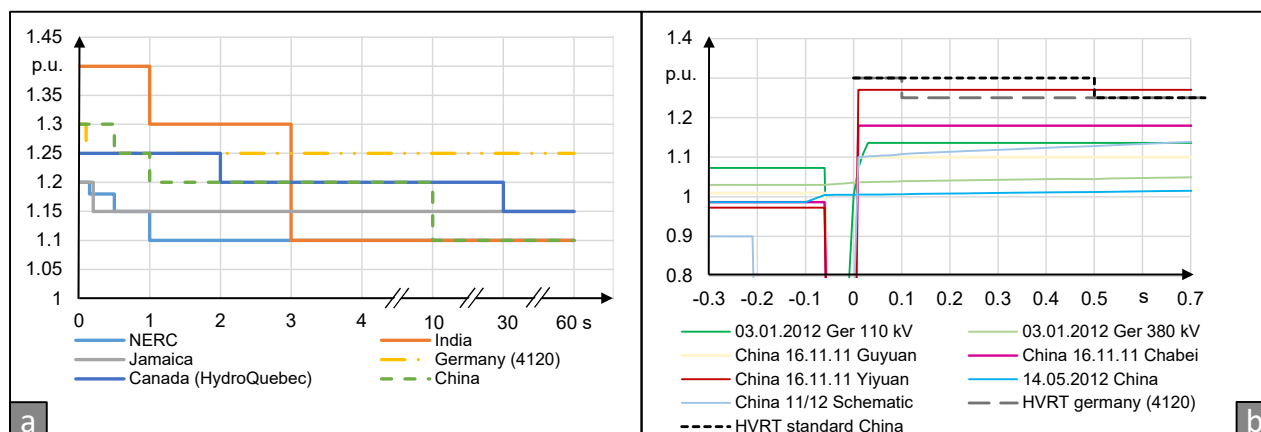


Abbildung 2 a) Exemplarische HVRT-Kurven
b) HVRT-Kurven überlagert mit Überspannungsamplituden historischer Ereignisse

Die mit der Zeit abnehmende geforderte Widerstandsfähigkeit entspricht der typischen Überspannungsamplitude der meisten Ereignisse. Da die aktuellen OVRT-Normen eine Widerstandsfähigkeit von bis zu 60 Sekunden fordern, wird die Auslösung durch HVRT-Fähigkeiten für Langzeitüberspannungen wie das Systemsplit 2021-Ereignis nicht verhindert.

HVRT-Kurven umschließen historische Überspannungsamplituden nur dann, wenn die Überspannung als Fehlerbeginn interpretiert wird. Die Normen verlangen oft das Durchfahren von mehreren Fehlern. Das Kriterium zur Unterscheidung eines Mehrfachfehlers von einem Einzelfehler ist die Rückkehr in das zulässige Spannungsband. Bei einem Spannungseinbruch mit anschließender Überspannung erfolgt ein Übergang vom Bereich unterhalb des zulässigen Spannungsbandes in den Bereich oberhalb. Die Bewertung als neues Fehlerereignis im Gegensatz zur Interpretation als Dauerfehler ist eine Voraussetzung für die Wirksamkeit der HVRT-Fähigkeiten.

Als Basiswert für die relativen Spannungserhöhungsgrenzen wird üblicherweise ein 1-Minuten-Mittelwert vor Fehlereintritt verwendet. Dieser Wert darf die Zeitspanne der Unterspannung nicht einschließen, auch nicht bei Mehrfachfehlern, da die Spannungserhöhungen zwischen LVRT und HVRT zu einer übermäßigen Auslösung führen würden.

Bei der Harmonisierung von Normen, wie der Erweiterung der europäischen RFG, sollte berücksichtigt werden, dass eine Erhöhung der HVRT-Fähigkeit die Kosten der Anlage erhöht [6]. Bei der Einführung und Änderung von Normen ändern sich die Fähigkeiten des gesamten Anlagenparks nur über einen längeren Zeitraum im Zuge des Zubaus oder Repowerings, wenn kein Anreiz oder keine Verpflichtung zur Nachrüstung eingeführt wird [7].

Empfehlungen zur Ausgestaltung von Konzepten zur Behandlung zeitweiliger Überspannungsereignisse

Grundlage der Konzeptempfehlungen bildeten die Erkenntnisse aus Analyse historischer Ereignisse und Simulationsstudien, die bereits im ersten Abschnitt vorgestellt wurden. Die Untersuchungen unter Betrachtung des deutschen Netzes im Jahr 2030 zeigten, dass typische Fehler hier voraussichtlich keine Spannungserhöhungen von mehr als 10 % verursachen werden. Die OVRT-Überspannungsanforderungen aus dem Jahr 2019 könnten daher anstelle der strengeren Anforderungen, die 2021 eingeführt wurden, angewendet werden. Das bedeutet, dass die Anforderungen an den Spannungsanstieg in den ersten 100 ms nach einer Störung von 25 % auf 20 % und die Anforderung für die folgenden 60 s von 15 % auf 10 % gesenkt werden könnten. Diese Anforderung würde dann immer noch einen Puffer für unvorhergesehene Ereignisse beinhalten. Die Lockerung der Anforderungen würde die Kosten von EZE-Anlagen senken. Zur Bewältigung von "out of range"-Ereignissen, wie z.B. Systemsplits, wird vorgeschlagen, die Robustheit des Netzes durch den Einsatz von Spannungsunterstützung durch STATCOMs, HGÜ-Converter und in Zukunft netzbildende Wechselrichter sicherzustellen.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass solche Vorrichtungen die Spannungserhöhungen sowohl im Hinblick auf die Höhe als auch auf die geografische Verteilung wirksam begrenzen können. Dies ist eine kostengünstigere Lösung als die Erhöhung der OVRT-Anforderungen für Erzeuger, da viele dieser FACTs auch aus anderen Gründen erforderlich sind. Eine Nachrüstung von Bestandsanlagen, um die derzeitige OVRT-Fähigkeit zu gewährleisten, wird nicht empfohlen. Stattdessen sollten die Spannungserhöhungen auf der Übertragungsebene durch STATCOMs und HGÜ-Umrichter begrenzt werden. STATCOMs wurden mit kleinen P-Bereichseinstellungen im Überspannungsbetriebsbereich modelliert (was zur vollen Blindleistungsunterstützung bei 420 kV führt). Diese Empfindlichkeit ist erforderlich, um die Spannungserhöhungen wirksam zu begrenzen. Es kann ratsam sein, die geforderte OVRT-Fähigkeit für die erste Einschwingphase separat zu spezifizieren. Es wird empfohlen, die Anschlussregeln zu überarbeiten, um den Fall eines LVRT-Ereignisses, gefolgt von einem OVRT-Ereignis, explizit zu spezifizieren, da dies eine typische Situation darstellt. Dieser Ereignisverlauf sollte aufgrund der Relevanz auch geeignet geprüft werden. Weiterhin muss sichergestellt werden, dass die Wirkleistung während eines OVRT-Ereignisses wieder auf Vorfehlerzustand zurückkehrt, so dass die Belastung der Netzkomponenten wieder ansteigt.

Projektabschluss und Ausblick

Die Projektergebnisse aus dem Forschungsvorhaben OVRTuere und die Beiträge der FGH liefern einen wichtigen Beitrag zur Sicherstellung der Systemstabilität im Zuge der Energiewende. Die entwickelten Konzepte liefern wichtige Erkenntnisse zur Ausgestaltung von Normen und Anforderungen sowie Hinweise zu benötigten Betriebsmitteln. Aktuelle Ereignisse wie der Systemsplit der Iberischen Halbinsel vom kontinentaleuropäischen Verbundnetz am 24. Juli 2021, im Zuge dessen es zu signifikanten Anlagenausfällen aufgrund von Überspannungen kam, verdeutlichen die Relevanz der Thematik. Die im Zuge des Projekts untersuchten Testeinrichtungen stellen eine normgerechte Umsetzung und die Fähigkeiten von Anlagen im Falle zeitweiliger Überspannungsereignisse sicher.

Abgeleitete Erkenntnisse, Modelle und Tools können in weiteren Forschungsprojekten eingesetzt werden. Im Zuge der Forschungsarbeiten aufgeworfene weitere Fragestellungen haben zur Entwicklung eines weiteren Forschungsvorhabens geführt. Hier sollen Fehlereffekte im transienten Bereich fokussiert untersucht werden, um die Systemstabilität auch zukünftig zu gewährleisten. Im Zuge aktueller Entwicklungen sind hierbei vor allem der Einfluss und die Ausgestaltung netzbildender Regelungen von hoher Relevanz und stehen im Fokus der Forschungsfragen.

Der wissenschaftliche Erfolg des Projekts OVRTuere zeigt sich auch in folgenden Kennzahlen: Im Rahmen des Projekts wurden zwei Masterarbeiten sowie fünf Bachelorarbeiten betreut und erfolgreich abgeschlossen. Zusätzlich wurden bisher fünf Veröffentlichungen und öffentliche Vorträge vorgestellt.

Literatur

- [1] FGH: Jahresbericht 2018, Seite 66
- [2] FGH: Jahresbericht 2019, Seite 51
- [3] FGH: Jahresbericht 2020, Seite 30
- [4] FGH: Jahresbericht 2021, Seite 33
- [5] Eichner, S.; Kaiser, S.; Lilje, P.; Brenner, M.; Garcia Olivo, C.; Wirtz, C.; Murglat, M.; Döll, J.; Ayadi, Y.; Mansoor, S.; Bosch, E.: OVRTuere – Over Voltage Ride Through – Zeitweilige Überspannungen und abgeleitete Regeln für einen effizienten und sicheren Netzbetrieb. Öffentlicher Abschlussbericht, FKZ: 0350041A-E, Laufzeit: 01.11.2018 – 30.04.2022
- [6] Kaiser, S.; Eichner, S.; Wirtz, C.; Murglat, M.; Brenner, M.; Lilje, P.; Garcia, C.; Döll, J.; Ayadi, Y.; Bosch, E.: Temporary Overvoltages and their Impact on Grid Security - Final Results from the Joint Research Project OVRTuere, 21th Wind & Solar Integration Workshop, The Hague / Netherlands, 2022
- [7] Wirtz, C.; Murglat, M.; Tran, J.; Krah, S.; Moser, A.: Modelling of synthetic high voltage networks based on open data and integration into a modular synthetic distribution grid generator. 26th CIRED Geneva / Switzerland, 2021
- [8] Wirtz, C.; Murglat, M.; Krah, S.; Brenner, M.; Garcia, C.; Moser A.: Untersuchung des Einflusses regionalspezifischer Verteilnetze auf zeitweilige Überspannungsereignisse. EnInnov 2022, 17. Symposium Energieinnovation, Graz / Österreich, 16.-18.02.2022
- [9] Murglat, M.; Wirtz, C.; Möller, M.; Brauer, A.; Krah, S.; Moser, A.: Implementation and Parametrization of Transformer with Saturation Effects for the Simulation of Temporary Overvoltages, pp. p. 458-462, CIRED 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2021
- [10] VDE, DIN EN 60071-1 VDE 0111-1:2010-09 Insulation co-ordination, 2010
- [11] Kundur, P.: Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability, IEEE Transactions on Power Systems, Bd. 19, Nr. 3, pp. 1387-1401, 2004
- [12] Langstädtler, J.; et al.: Relevance of High-Voltage-Ride-Through Capability and Testing, 23th CIRED, Lyon / France, 2015
- [13] Ding, R.; Meng, C.; Qiao, Y.: The coordinating control of voltage and reactive power between SVC and DFIG after LVRT, 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, pp. 1-5, 2015
- [14] ICS Investigation Expert Pane: Continental Europe Synchronous Area Separation 24.07.2021, 03.2022

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

FlexHub – Verteiltes Flexibilitätsregister für Strommärkte der Energiewende

Teilprojekt: Datenmodell und Kommunikationsstack für den FlexHub

BMWK-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.01.2019 – 31.10.2022

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 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

Ziel dieses Vorhabens war es, einen „FlexHub“ zu entwickeln, der es ermöglicht, alle im Netz angeschlossenen dezentralen Energieanlagen über eine sichere Infrastruktur anzubinden und deren verfügbare Flexibilitäten über einen Marktplatz zur Verfügung zu stellen. Damit soll die Kontrahierung von Flexibilität zwischen den beteiligten Markttrollen, wie z.B. Aggregator, VNB und ÜNB ermöglicht werden. Der „FlexHub“ ist somit eine verteilte, transparente, dynamische und diskriminierungsfreie Plattform, die als Marktplatz und Steuerungseinheit für intelligente Netze dient.

Die Interaktionen der relevanten Akteure mit dem FlexHub sind in Abbildung 1 dargestellt.

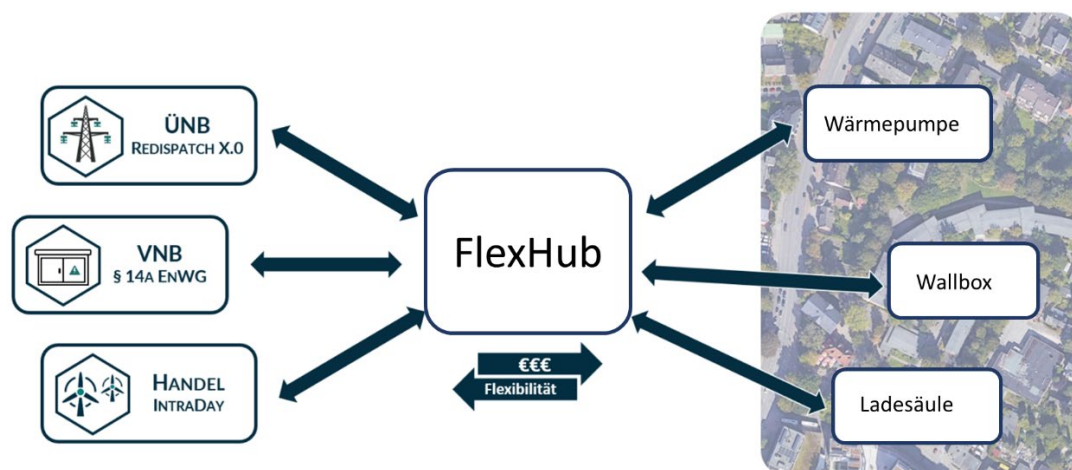


Abbildung 1 Interaktion zwischen Marktakteuren und dem FlexHub

Ausgangspunkt für die weiteren Untersuchungen war die Definition von Anwendungsfällen für den FlexHub. Diese lassen sich wie folgt zusammenfassen:

1. **Netzengpassmanagement:** Um drohende Netzengpässe zu vermeiden, werden flexible Stromverbraucher mit signifikanter Bezugsleistung genutzt, um eine Umverteilung des Leistungsbezuges zu erreichen. Im Verteilnetz kommt es durch hohe Einspeisungen auf Grund hoher Solarstrahlung bzw. starkem Wind zu Engpässen. Der VNB reagiert aktuell mit Netzsicherheitsmaßnahmen (NSM), bei denen dezentrale Erzeugungsanlagen runtergeregelt oder abgeschaltet werden. Die betroffenen Anlagenbetreiber erhalten eine Härtefallentschädigung. Die Nutzung von flexiblen Bezugskunden bietet einen alternativen Ansatz, einspeisebedingte Netzengpässe und somit auch Entschädigungszahlungen an die Anlagenbetreiber zu vermeiden.
2. **Flex On Demand:** Ein Aggregator bietet Flexibilitäten von DER-Systemen in einem Flexibilitätsmarkt an. Diese Flexibilitäten können von Flexibilitätsanfragern gesucht und gebucht werden. Ein VNB kann diese Flexibilitäten z.B. zur Vermeidung von Netzengpässen verwenden. Ein Aggregator stellt unterschiedliche Flexibilitäten (Verbrauch und Erzeugung) von DER-Systemen in einer Marktplattform

(Flexibilitätenregister) ein. Die Flexibilitäten des DER-Systems werden dabei (beispielsweise in der Domäne Customer Premises) über einen lokales DMS (DER-Management-System) ertüchtigt (Kommunikation/Steuerung). Flexibilitätsanfrager können nach Flexibilitäten suchen, sodass z.B. ein VNB flexible Verbraucher zum Netzengpassmanagement suchen kann. Der Flexibilitätsanfrager führt eine lokale Optimierung und Einsatzplanung auf Basis der gefundenen Flexibilitäten durch und erstellt daraus eine Buchung von n Flexibilitäten. Buchungen werden von einem VNB als Kapazitätsmanager validiert, damit die Netzrestriktionen eingehalten werden. Flexibilitätsanfrager und Aggregator werden über den Markt über das Ergebnis der Validierung informiert. Wurde die Buchung validiert, kann der Flexibilitätsanfrager Fahrpläne an den Markt senden. Dieser validiert und authentifiziert die Fahrpläne und leitet sie an den Aggregator weiter, der die Anlage steuert. Das DER-System sendet Messdaten über den tatsächlichen Leistungsabruf an einen Messstellenbetreiber. Dieser leitet die Ergebnisse an den Flexibilitäts-Markt weiter. Hier werden sie gespeichert und an den Aggregator, den Flexibilitätsanfrager und den VNB Kapazitätsmanager geschickt. Der Flexibilitätsanfrager kann somit die Plattform nutzen, um ein Monitoring der Maßnahme vorzunehmen.

Auf Basis der definierten Anwendungsfälle wurden die Geschäfts- und Anreizmodelle für die unterschiedlichen FlexHub-Akteure abgeleitet. Dabei erfolgte zunächst eine Ausgestaltung im Rahmen eines Business Model Canvas für jeden der unterschiedlichen Akteure. Maßgebliche Erkenntnis daraus ist, dass für jeden der beteiligten Akteure durch den Einsatz und Betrieb des FlexHubs ein Mehrwert entsteht:

- Netzbetreiber können den FlexHub nutzen um gemäß §14c EnWG transparent, diskriminierungsfrei und marktgestützt Endkundenflexibilität zu beschaffen, um dabei Engpässe im Verteilnetz auszugleichen. Dadurch reduzieren sich die Kosten für den Netzbetreiber, die dieser für die Abregelung von Erneuerbaren Energien bezahlen müsste. Nach §14a EnWG kann der Netzbetreiber für diese netzdienliche Steuerung ein reduziertes Netzentgelt gewähren. Im Rahmen des §14a und §14c EnWG sparen Netzbetreiber bis zu 50 % der Kosten für das übliche Einspeisemanagement ein.
- IoT-Anbieter und technische Aggregatoren, die die Endkundenflexibilität technisch erschließen, können für ihre Kunden einen Mehrwert schaffen, in dem sie es den Endkunden ermöglichen ihre Flexibilität zur Lösung von Netzengpassproblemen zu vermarkten. So entstehen neue Erlösmodelle für sich und die Nutzer ihrer Home Energy Management Systeme und Alternativen zur Optimierung zum Eigenbedarf.
- Aggregatoren und die Betreiber des Flexibilitäten Markts können entweder eine fixe Gebühr für die Bereitstellung und Nutzung dieser Plattform anbieten oder nehmen einen prozentualen Anteil für jede Transaktion (Buchung und Steuerung von Flexibilität), die über die Plattform durchgeführt wurde.
- Endkunden können bei den gegenwärtigen Kosten für die Netzentgelte etwa 200 € pro Jahr durch die Vermarktung ihrer Flexibilität erzielen. Der Feldversuch im FlexHub hat gezeigt, dass dies ohne Komfortverlust für die Endkunden möglich ist.

Es wurden zwei Alternativen – die eines verteilten, hierarchischen, auf Domänen basierenden verteilten FlexHubs einerseits und die eines auf der Blockchain-Technologie basierenden FlexHubs andererseits – im Hinblick auf die Anwendungsfälle untersucht und bewertet. Beide Architekturalternativen wurden in Proof-of-Concept Demonstratoren implementiert und in Laborversuchen getestet. Grundsätzlich haben die Analysen gezeigt, dass beide Architekturalternativen in der Lage sind die Logik aus den Anwendungsfällen abzubilden und somit die funktionalen Anforderungen erfüllen können. Auch die nichtfunktionalen Anforderungen konnten von beiden Architekturalternativen in einem ausreichenden Maß erfüllt werden.

Der verteilte hierarchische Prototyp (Abbildung 2) zeigte eine hohe praktische Anwendungsrelevanz und erhielt dabei von den Partnern für den Feldtest den technischen und regulatorischen Vorzug vor der Blockchain Lösung.

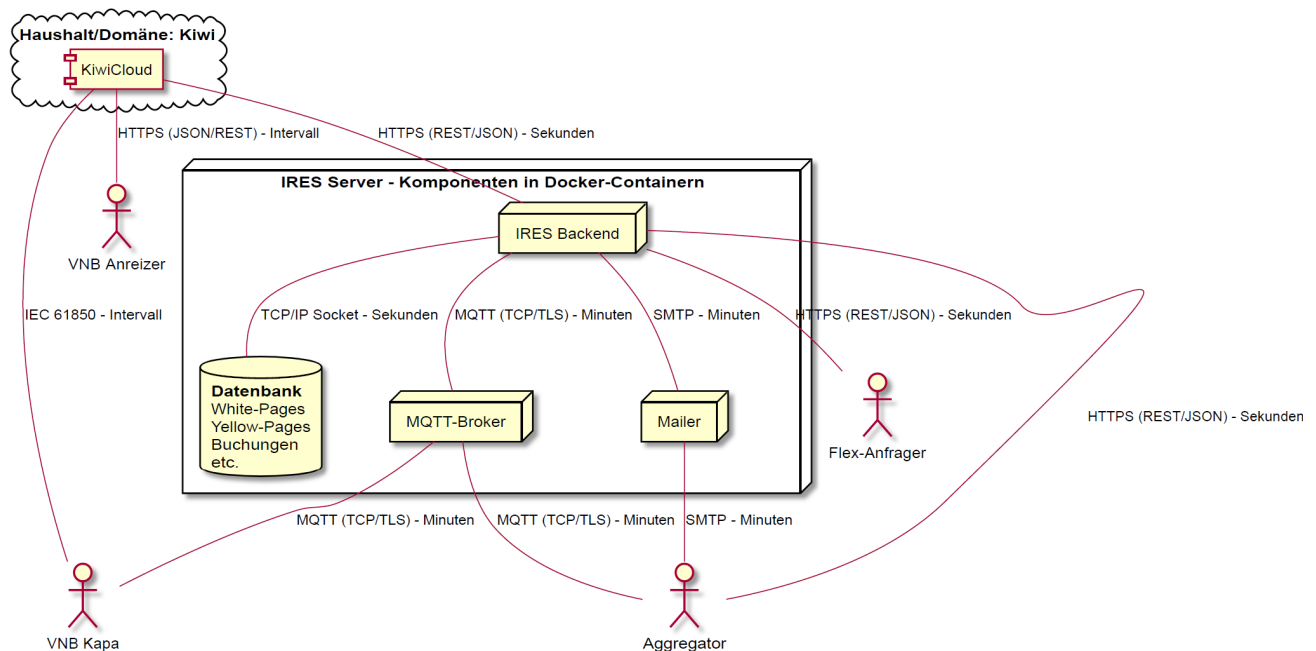


Abbildung 2 Architektur des Flexibilitätsregisters in einem verteilten FlexHub

Es konnte im Feldtest gezeigt werden, dass sich die Ladevorgänge der Elektroautos an den Anreizen in Sinne der zeitvariablen Netzentgelte als auch an den Anreizen aus dem Markt für Flexibilitäten orientieren. Neben der Anreizlogik wurde ebenfalls der Mechanismus des Netz-Check-In angewendet. Dabei wurde deutlich, dass Lasten in der Niederspannung entsprechend der auf Anreize optimierten Ladepläne der Elektroautos erfolgreich gegen die Niederspannungsrestriktion validiert werden konnten. Technik als auch Software haben sich dabei bewährt und als praxistauglich sowie skalierbar erwiesen. Auch die Pilotkunden haben Technik als auch Software als geeignet und benutzerfreundlich bewertet.

Das Projekt wurde im Oktober 2022 erfolgreich abgeschlossen. Detaillierte Ergebnisse finden sich im umfassenden Abschlussbericht, der auf der Homepage der FGH bereitgestellt wird.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

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

Teilvorhaben: Handlungsempfehlungen zu Spannungsqualitätsfragen für zukünftige Niederspannungsnetze und deren Nutzung



BMWK-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.04.2019 – 30.09.2022

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

Die Spannungsqualität im Verteilungsnetz ist abhängig von den im Netzgebiet angeschlossenen Erzeugern und Verbrauchern (Netznutzungsfälle). Die Veränderungen dieser Netznutzungsfälle im Rahmen der Energie-, Mobilitäts- und Wärmewende haben somit einen großen Einfluss auf die Spannungsqualität, deren Aufrechterhaltung eine der zentralen Aufgaben für Verteilnetzbetreiber darstellt.

Im Rahmen des Projektes U-Quality sollte daher untersucht werden, welchen Einfluss der Wandel der Netznutzungsfälle auf die Spannungsqualität in den Verteilungsnetzen hat und welche Komponenten, Technologien und Verfahren einen Beitrag zur Sicherstellung derselben leisten können. Darüber hinaus wurden die Verfahren und Komponenten derart angepasst und weiterentwickelt, dass sie die Spannungsqualität nicht nur hinsichtlich der statischen Spannungshaltung, sondern auch hinsichtlich transientscher Aspekte wie Unsymmetrie, Flicker und Oberschwingungen verbessern. Im Zuge des Projektes wurden zudem Handlungsempfehlungen für Verteilnetzbetreiber und Hersteller, sowie für die zukünftige Überarbeitung von Normen, Anwendungsregeln und Prüfvorschriften erarbeitet. Als wesentlicher Teil des Projekts wurde zudem ein Prototyp eines zentralen Spannungsqualitätsreglers entwickelt. Im Projektverlauf wurden hierzu sowohl Simulationen als auch Laborversuche und Feldtests erbracht. Um die Bewertung von realistischen Szenarien zu fördern, wurde initial eine Messkampagne zur Erfassung der Ist-Situation durchgeführt. Die Mitarbeit innovativer Partner aus Industrie und Netzbetrieb gewährleistete eine hohe Praxisnähe und eine rasche Umsetzung der gewonnenen Erkenntnisse. Durch die Mitarbeit der Projektpartner in verschiedenen Normungsgremien finden die Projektergebnisse zudem direkten Eingang in künftige Normen und Richtlinien.

Motivation und Zielsetzung

Zu den, für Verteilungsnetzbetreiber relevanten, Spannungsqualitätsmerkmalen nach der DIN EN 50160 zählen: die statischen und dynamischen Spannungsgrenzen, Spannungsgradienten, Unsymmetrie/Schiefast, Oberschwingungen und Flicker. Schnelle Spannungsänderungen und große Gradienten, die zusammen im Folgenden als schnelle Spannungsänderungen bezeichnet werden, entstehen hauptsächlich durch Last- oder Erzeugungsänderungen. Die Sektorenkopplung (Wärme- und Verkehrssektor mit dem Elektrizitätssektor) wird diese Problematik weiter verschärfen.

Aktuell gewinnt der Qualitätsaspekt der Unsymmetrie der Leiterspannungen (auch als Schiefast bezeichnet) durch einphasig angeschlossene Speicher, einphasige Ladung von Elektrofahrzeugen sowie Power-to-Heat-Anwendungen auch lastseitig zunehmend an Bedeutung. Verschiedene technologische Lösungen wie beispielsweise ein Phasenwechsler werden aktuell in der Fachwelt diskutiert.

Ebenfalls intensiv diskutiert wird der Einfluss des oben beschriebenen Wandels im Verteilungsnetz auf den Oberschwingungsgehalt. Die durch nichtlineare Lasten und Erzeuger hervorgerufenen Oberschwingungsströme führen über die Netzimpedanz zu entsprechenden Oberschwingungsspannungen. Messungen an Photovoltaik-Wechselrichtern und Elektrofahrzeugen belegen dies. Untersuchungen haben zudem

inakzeptabel große, Oberschwingungsbedingte Messfehler von Smart Metern aufgezeigt. Ähnliche Auswirkungen auf elektronische Energiezähler, wie sie derzeit großflächig im Zusammenhang mit PV-Batteriespeichersystemen eingebaut werden, sind zu erwarten. Auch eine Störung der PLC-Kommunikation in zukünftigen Verteilungsnetzen ist möglich. Weitere bekannte negative Auswirkungen einer hohen Belastung mit Oberschwingungen sind erhöhte Erwärmungen von Betriebsmitteln wie Leitungen und Transformatoren sowie eine hohe Belastung des Neutralleiters.

Im Rahmen der gemeinsamen Vorarbeit (U-Control) hat sich gezeigt, dass sowohl in Normungsgremien (z.B. VDE FNN und DKE), als auch bei Verteilnetzbetreibern ein großer Bedarf an konkreten und praxisnahen Handlungsempfehlungen hinsichtlich der Spannungsqualitätsgrenzwerte, als auch hinsichtlich wirksamer und kosteneffizienter Maßnahmen zur Einhaltung der Grenzen sowie der Abschätzung der Auswirkungen der zukünftigen Versorgungsaufgabe auf diese Fragestellungen, besteht.

Projektziele und Vorgehen

Folgende Fragestellungen wurden im Projekt U-Quality beantwortet:

- 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 dieser Fragestellungen wurden zunächst im Rahmen von Labor- und Feldmesskampagnen die Auswirkungen der neuen Technologien auf die einzelnen Spannungsqualitätsmerkmale sowie die aktuelle Spannungsqualität im Verteilnetz erfasst und bewertet. Dabei standen 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. Zur Ableitung zukünftiger Netznutzungsfälle wurde eine umfangreiche Metastudie zur Erfassung des aktuellen Stands der Forschung durchgeführt. Gleichzeitig wurden aus gemeinsamen Vorarbeiten teilweise vorhandene Simulationsmodelle und Szenarien, unter Berücksichtigung der aus den Labor- und Feldmessungen sowie der Metastudie gewonnen Erkenntnisse, weiterentwickelt und auf die neuen Netznutzungsfälle und Fragestellungen adaptiert. Mit Hilfe dieser Modelle wurde anschließend untersucht, welche Auswirkungen zukünftige Netznutzungsfälle auf die unterschiedlichen Spannungsqualitätsmerkmale haben, 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 wurde ein Prototyp eines Spannungsqualitätsreglers entwickelt und im Labor der TU Braunschweig aufgebaut und untersucht sowie simulativ getestet.

Ziele und Tätigkeiten der FGH im Projekt

Vor dem Hintergrund der Gesamtziele des Verbundvorhabens sollten im Einzelnen die folgenden wissenschaftlichen und/oder technischen Arbeitsziele erreicht werden:

1. Ableitung zukünftiger Netznutzungsszenarien zur Berücksichtigung realistischer Durchdringungsgrade von neuartigen Geräten mit Einfluss auf die Spannungsqualität sowie deren Betriebsstrategien.
2. Weiterentwicklung vorhandener Simulationsmodelle und Ergänzung hinsichtlich der Auswirkungen von Oberschwingungen und Flicker und Unsymmetrie.
3. Ableitung von Handlungsempfehlungen und Bewertung der Ergebnisse im Hinblick auf die Entwicklung und Aktualisierung von Normen und Richtlinien.

Die FGH bearbeitete im Vorhaben insbesondere die folgenden Arbeitspakete:

AP1 Erfassung der Spannungsqualität im Ist-Zustand (Labor und Feld; beratend)

AP2 Musternetze und Gebäudeinstallationen (Haushaltsausstattung, Lastprofile und Anforderungen der Musternetze)

AP3 Zukünftige Durchdringungsszenarien: Metastudie, Betriebskonzepte (Modelentwicklung), Netznutzungsfälle (AP-Leitung)

AP4 Simulative Bewertung der Spannungsqualität (Fokus schnelle Spannungsänderungen & Flicker)

AP5 Wirksamkeit und Stabilität von Regelungsverfahren (Umsetzbarkeit, Stabilitätsbewertung sowie Bündelung und Aufbereitung der Ergebnisse)

AP8 Ableiten von konkreten technischen Handlungsempfehlungen für Normung, Standardisierung, Produktentwicklung und Netzbetrieb (AP-Leitung: Ableitung von Handlungsempfehlungen und Erarbeitung von Nachweisprozessen)

Projektergebnisse 2022

Da die Ergebnisse der AP 1 - 3 bereits in den Jahresberichten 2020 [1] und 2021 [2] vorgestellt wurden, wird sich an dieser Stelle auf Auszüge der im zurückliegenden Berichtsjahr erarbeiteten neuen Ergebnisse aus AP 4 und AP 8 fokussiert.

AP 4 - Simulationen zur Bewertung der neuen Netznutzungsszenarien auf die Spannungsqualität – Schnelle Spannungsänderungen und Flicker

Bereits im Jahresbericht 2021 wurden die Ergebnisse zu den Auswirkungen der zukünftigen Netznutzungsfälle im Basisfall vorgestellt. Die Ergebnisse zeigten, dass die Grundpegel der Flickerwerte in den betrachteten zukünftigen Netznutzungsszenarien (2050) gegenüber aktuell erreichten Werten (Ergebnis AP 1 Feldmessungen) deutlich ansteigen. Die erreichten Kurzzeitflickerwerte P_{st} und Langzeitflickerwerte P_{lt} bleiben dabei jedoch deutlich unter normativen Grenzwerten [3]. Die Simulationen wurden 2022 um Untersuchungen zum Einfluss veränderter Preisanreize, wie u.a. dynamisch zeitvariablen Strompreisen, ergänzt. Dazu wurde das von der FGH im AP 3 entwickelte Optimierungsmodell zur Abbildung der Betriebsstrategien von aktiven Netzkunden verwendet.

Abbildung 1 zeigt die Ergebnisse dieser Simulation für ein untersuchtes Musternetz (Niederspannung, Vorstadt). Dargestellt sind die erreichten Langzeitflickerwerte im längsten Netzabgang an jedem der 24 Netzanschlusspunkte. Es wurde eine Eigenverbrauchsoptimierung der angeschlossenen Haushaltskunden anhand eines zeitvariablen Preistarifs unterstellt. Der Tarif enthält eine Niedrigpreiszeitspanne zwischen 11 und 15 Uhr und eine Hochpreiszeitspanne zwischen 17 und 21 Uhr. Für die Berechnung der Langzeitflickerwerte wurden exemplarische 120 Minuten zeitlich hoch aufgelöst simuliert. Dazu wurden im Vorfeld repräsentative 10 Minuten-Zeiträume aus den Netznutzungsfällen ausgewählt, welche das 95 %-Quantil der Zeiträume mit den höchsten Laständerungen widerspiegeln. Entsprechend den monetären Anreizen des zeitvariablen Preistarifs, fallen die ausgewählten Zeiträume auf die Umschaltzeit 21 Uhr, so dass der Zeitraum 20 bis 22 Uhr letztlich simuliert wurde.

Die erreichten maximalen Langzeitflickerwerte fallen aufgrund der nahezu vollständigen Aggregation auf einen einzelnen Zeitpunkt (21 Uhr) nicht höher aus als im Basiszenario und bleiben damit ebenfalls unterhalb normativer Grenzwerte. Allerdings zeigt sich bei allen Szenarien mit Preisanreizen eine deutliche Erhöhung der Flickerwerte entlang des Strangs und die Werte werden im Gegensatz zum Basisfall nahezu täglich erreicht. Das Risiko von erhöhten Flickerwerten sollte daher bei Tarifen mit Preisanreizen berücksichtigt werden.

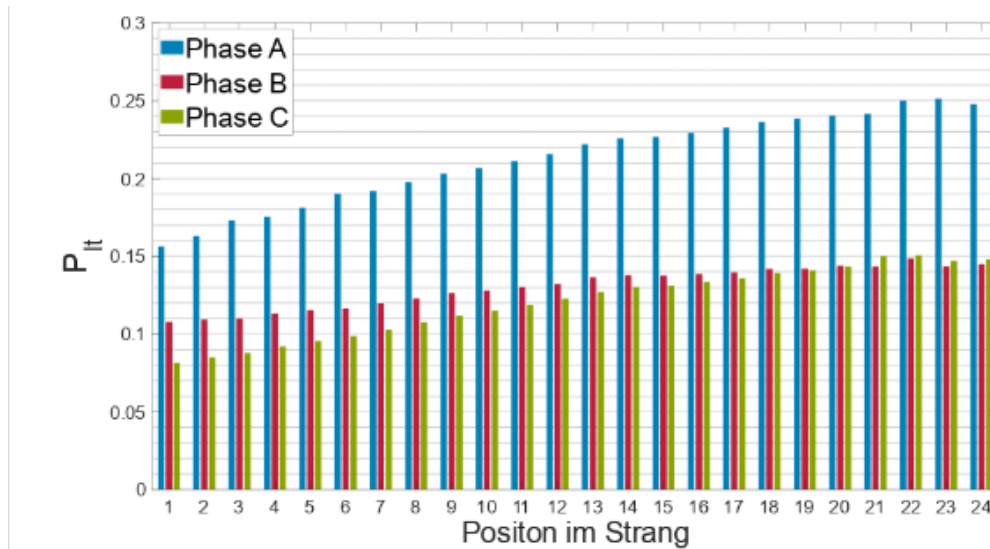


Abbildung 1 Langzeitflickerwerte an den 24 Netzanschlusspunkten des untersuchten Niederspannungsstrangs im Szenario Eigenverbrauchsoptimierung mit zeitvariablem Preistarif

Zur Analyse der Auswirkungen der zukünftigen Netznutzungsfälle auf die Spannungsunsymmetrie in der Niederspannungsebene wurden die Szenarien aus AP 3 zur zukünftigen Versorgungsaufgabe im Zuge einer Monte-Carlo-Simulation, unter Variation der Haushaltszusammensetzung, der Netzanschlusspunkte und der berücksichtigten Zeitreihen, mehrere hundert Male für jedes Musternetz simuliert. In jedem Simulationdurchlauf wurde der Maximalwert der Unsymmetrie über alle Knoten und alle Zeitschritte einer Jahressimulation ermittelt. Bei 100 Wiederholungen pro Simulationsszenario ergaben sich somit 100 dieser Maximalwerte. Diese wurden mithilfe des 5 %-, 50 %- und 95 %-Quantils aggregiert. Aus den beschriebenen Simulationen ergeben sich die Ergebnisse wie in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1 Maximale Unsymmetriewerte in den untersuchten Szenarien und Musternetzen

Quantil	Netznutzungsszenario	Dorf	Land	Vorstadt
5 %	2030	0,27 %	0,18 %	0,31 %
	2050	0,52 %	0,26 %	0,55 %
50 %	2030	0,40 %	0,27 %	0,46 %
	2050	0,78 %	0,45 %	0,87 %
95 %	2030	0,59 %	0,49 %	0,77 %
	2050	1,22 %	0,87 %	1,36 %

Bezogen auf 95 % der 10-Minuten Mittelwerte in einem beliebigen Wochenintervall ist die Unsymmetrie nach Norm DIN EN 50160 [3] auf 2 % begrenzt. Um zusätzliche Unsymmetrieeinträge aus der Mittelspannung zu berücksichtigen, wurden entsprechend aktueller Planungsrichtlinien Ergebnisse mit Unsymmetriewerten von mehr als 1,2 % als kritisch erachtet. Die Betrachtung von Tabelle 1 zeigt, dass im Netznutzungsszenario für 2030 selbst im 95 %-Quantil kein Wert eine Unsymmetrie von 1 % erreicht. Dieses Szenario scheint in Bezug auf die Unsymmetrie eher unkritisch zu sein. Im Szenario für 2050 ergeben sich im Median (50 %-Quantil) ebenfalls keine Verletzungen der Unsymmetriegrenze. Lediglich das 95 %-Quantil zeigt geringe Verletzungen der Grenzwerte mit 1,22 % im Dorfnetz und 1,36 % im Vorstadtnetz. Im Vorstadtnetz ergibt

sich die erhöhte Unsymmetrie aus der Dichte von Haushalten im Netz. In Kombination mit einer ungünstigen Anordnung von einphasig ladenden EV ergeben sich dadurch Knoten, an denen die Unsymmetrie kurzzeitig leicht über der festgelegten Grenze von 1,2 % liegt.

AP 8 - Handlungsempfehlungen

Die Studie trifft eine Vielzahl an Handlungsempfehlungen für Netzbetreiber, Hersteller, Normungsgremien und weiterer Stakeholder der Energiewirtschaft. Die Handlungsempfehlungen sowie detailliertere Ergebnisse sind in Gänze im Abschlussbericht des Projektes aufgeführt [4]. Zusammenfassend lässt sich jedoch festhalten, dass unter Berücksichtigung der Projektergebnisse im Normalbetriebsfall und in durchschnittlichen Niederspannungsnetzen, durch die zukünftige Versorgungsaufgabe in der Niederspannung allein, nicht flächendeckend mit Grenzwertverletzungen der Spannungsqualitätsmerkmale Flicker, Unsymmetrie oder Oberschwingungen zu rechnen ist. Netzbetreibern sollte jedoch bewusst sein, dass sich der Grundpegel der Störsignale dennoch in jedem Fall signifikant erhöht und es somit durch Überlagerungseffekte in bereits stark betroffenen Netzen zu Überschreitungen der Grenzwerte kommen kann. Ebenfalls kritisch sind künstliche Aggregationseffekte durch zum Beispiel monetäre Anreizsetzung und Netze mit sehr geringer Kurzschlussleistung. Die Studie sieht dennoch auf Grundlage der Projektergebnisse keinen Handlungsbedarf zur Anpassung aktueller Anschlussgrenzwerte für Niederspannungskunden im Allgemeinen.

Literatur

- [1] FGH: Jahresbericht 2020, Seite 40 - 47
- [2] FGH: Jahresbericht 2021, Seite 38 - 43
- [3] DIN 50160: DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE; EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2016 + Cor.: 2016, Berlin, ICS 29.020, Februar 2016, www.beuth.de
- [4] Abschlussbericht U-Quality: <https://u-quality.elenia.ing.tu-bs.de/blog.html>

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

Akademie

Seminare



Spannung und Spannungsstabilität im Übertragungsnetz

25. - 26.01.2022 (online)

Seminarleitung

Dr.-Ing. Daniel Schacht
FGH e.V., Aachen

Inhalt

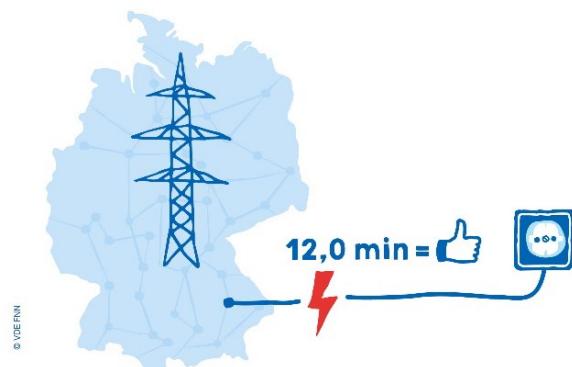
Behandelt werden zunächst die grundlegenden Gleichungen für die Betriebsmittel Freileitung, Kabel und Transformatoren, um aufbauend darauf die Grundlagen der Spannungshaltung mit diesen Betriebsmitteln zu erläutern. Danach folgt eine Einführung in die Spannungsstabilität. Abschließend wird auf die Ermittlung von Spannungsstabilitätsgrenzen mittels Continuation Power Flow eingegangen.

Zielsetzung

Das Seminar richtet sich an Übertragungsnetzbetreiber und vermittelt Einsteigern und Fortgeschrittenen Details zum Thema Spannung und Spannungsstabilität im Übertragungsnetz.

Resümee

Das für eine Inhouse-Schulung im Jahr 2020 konzipierte Seminar wurde erstmals öffentlich angeboten. Die gute Resonanz zeigt die Relevanz des Themas für Übertragungsnetzbetreiber.



FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung 15. - 17.02.2022 (online)

Seminarleitung

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

Inhalt

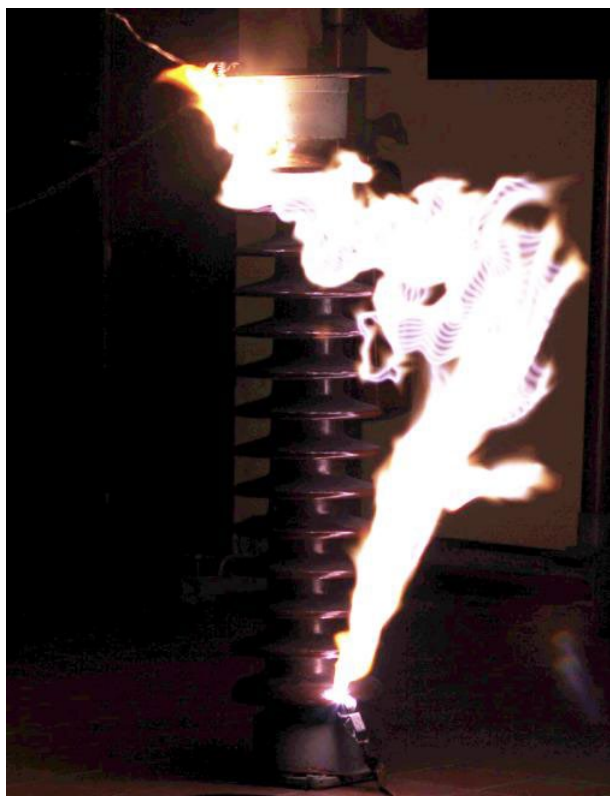
Vermittlung der aktuellen Erfassungsschemata und der Hintergründe der Gestaltung der Statistik. Dazu werden jeweils Erfassungsziele hinsichtlich Auswertemöglichkeiten und regulatorische Vorgaben zur Erfassung von Versorgungsunterbrechungen anhand von Übersichtsvorträgen und praktischen Übungen, bei denen das Programm InterAss eingesetzt wird, erläutert.

Zielsetzung

Die Teilnehmer lernen die Struktur der Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik sowie deren Erfassungsumfang und Auswertungsmöglichkeiten kennen. Anhand von praxisnahen Übungen wird 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, wurde auch dieses Jahr erneut gut angenommen.



Isolationskoordination - Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen 22. - 24.02.2022 (online)

Seminarleitung

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

Inhalt

In diesem Seminar werden zunächst wesentliche Grundlagen behandelt, wie die Ursachen von Überspannungen und die Ausbreitung von Wanderwellen. Danach folgen Beiträge zu Technologie, Bemessung und Einsatz von Ableitern zur Begrenzung von Überspannungen – ergänzt um Übungen zur Bestimmung von Erdschlussüberspannungen und der Auslegung von Ableitern. Ein weiterer Schwerpunkt des Seminars liegt auf der ausführlichen 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 und um einen Vortrag zur computergestützten Isolationskoordination ergänzt. Danach werden die

Schaltvorgänge und Schaltüberspannungen thematisiert und die Isolationskoordination von Freiluft- und gasisolierten Schaltanlagen sowie Überspannungsschutz von Kabelanlagen behandelt. Abschließend wird auf die Besonderheiten der Isolationskoordination bei DC eingegangen.

Zielsetzung

Das Seminar vermittelt Fachleuten Informationen über Spannungsvorgänge und die Möglichkeiten zur Begrenzung von Überspannungen und deren Auswirkungen. Außerdem bietet es Gelegenheit zur Diskussion und zum fachlichen Austausch.

Resümee

Begeistert waren unsere Teilnehmenden von der Tiefe, mit der das Thema behandelt wurde, sowie von der hohen fachlichen Kompetenz der Referenten.



Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen

08. - 17.03.2022 (Online) und
20. - 21.09.2022 (Aachen)

Seminarleitung

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

Inhalt

Die Technischen Anschlussrichtlinien (TAR) VDE-AR-N 4105/-10/-20/-30 bilden seit 2019 die Grundlage für Auslegung und Anschluss von Erzeugungsanlagen in Deutschland. Entsprechende Einheiten- und Anlagenzertifikate sowie Inbetriebnahmen werden seither nach diesen Anforderungen erstellt und durchgeführt. Zusammen mit den 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 eingeleitet, die, auf den guten Erfahrungen der vergangenen Jahre aufbauend, diese zugleich deutlich ausweiten.

Diese Anpassungen betreffen sowohl technische Anforderungen als auch die Vorgaben an die Nachweis- und Inbetriebsetzungsprozesse und stellen damit Netzbetreiber, Anlagenbetreiber, Projektplaner und Hersteller vor neue Herausforderungen.

Diese Personengruppe wird in diesem Seminar auf die zentralen Besonderheiten der aktuellen Netzanschlussrichtlinien geschult. Diese Herausforderungen, welche sich während eines Nachweisverfahrens ergeben, und weitere aktuelle Entwicklungen in der Nachweissystematik werden anschaulich von unseren fachkundigen Referenten aufbereitet. Praxisnahe Umsetzungsverfahren und Lösungsansätze werden in zahlreichen Erfahrungsberichten dargestellt. Darüber hinaus bleibt genügend Zeit für Fragen und zur Diskussion.

Zielsetzung

Teilnehmende lernen konkret und praxisnah die Besonderheiten der aktuellen Netzanschlussrichtlinien (VDE TAR) kennen.

Resümee

Auch wenn der Teilnehmerkreis kleiner war als im Vorjahr, war die Beteiligung an den Frage- und Diskussionsrunden ungebrochen hoch. Das hohe Diskussionsbedürfnis zu diesem Thema bestätigt uns darin, dieses Seminar auch weiterhin zweimal jährlich anzubieten.



Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis

28.03. - 01.04.2022 (Online)

24.10. - 28.10.2022 (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 etc. werden behandelt. Zu den 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

Insbesondere die Rechnerübungen mit INTEGRAL erfreuen sich bei diesem Seminar großer Beliebtheit. Damit diese auch im Online-Format gut umgesetzt werden können, wurde dieses Jahr erstmalig

eine Terminalserver-Lösung eingesetzt, bei der die Kursteilnehmer selbst mit INTEGRAL rechnen konnten.



Managementwissen für Ingenieure 25.-29.04.2022 (Online)

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, welches das notwendige fachliche Wissen vermittelt, ist oft aus Zeitgründen nicht möglich. Deshalb bietet die FGH im Rahmen eines kompakten 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

Wie schon bei der Premiere dieses Seminars im Jahr 2020 begeisterten die durch zahlreiche Anwendungsbeispiele veranschaulichten Inhalte sowie der Praxisbezug.



Die Basics der IEC 61850 02.05. - 03.06.2022 (Online)

Seminarleitung

Dipl.-Ing. Christoph Brunner
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

Sehr gut kam an, dass die Seminarinhalte auf 8 Termine á 2 Stunden über eine Laufzeit von vier Wochen aufgeteilt wurden. So konnte die Fülle an Informationen, die naturgemäß in einem so umfassenden Normenwerk wie der IEC 61850 enthalten sind, gut von den Teilnehmenden „verdaut“ werden.



Grundlagen der Netzschutztechnik

15. - 18.05.2022 (Heidelberg)

06. - 08.12.2022 (Online)

Seminarleitung

Prof. Dr.-Ing. Michael Igel,
HTW des Saarlandes, Saarbrücken

Inhalt

Vermittelt werden die wesentlichen Grundlagen der Netzschutztechnik, 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 -erfordernisse.

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 Netzschutztechnik geeignet.

Resümee

Unser erstes Präsenzseminar seit Februar 2020! Man merkte, wie sehr die Teilnehmer persönliche Begegnungen wieder genießen. Einen regen Austausch gab es nicht nur während des Seminars, sondern auch in den Kaffeepausen, den Mittagspausen auf der wunderschönen Terrasse des Schlosshotels Molkenkur und bei der Abendveranstaltung im romantischen Heidelberg.



Grundlagen der elektrischen Energieversorgung

13. - 19.07.2022 (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 Einfüh-

rung 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. Weiter 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

Vertiefung der Grundlagen der elektrischen Energieversorgung.

Resümee

Nachdem in den beiden Vorjahren nur eine kleine Gruppe Interessierter an diesem Seminar unserer Sommerakademie teilnahm, waren es dieses Jahr doppelt so viele Teilnehmer.



Grundlagen und Trends der Batterie- und Speichertechnik

01. - 10.08.2022 (Online)

Seminarleitung

*Dipl.-Ing. (FH) Andrea Schröder
FGH e.V., Mannheim*

Inhalt

Die künftige Strom- und Energieversorgung soll nachhaltig auf emissionsfreien, erneuerbaren Energien basieren. Dafür wird neben den Erzeugern auch auf Verbraucherseite, wie z.B. im Verkehr, auf

strombasierte Alternativen gesetzt. In dieser Elektromobilität, aber auch in den künftigen elektrischen Netzen, werden Speichertechnologien, insbesondere auf Batteriebasis eine bedeutende Rolle spielen, um die gewohnte Versorgung aufrechtzuerhalten. Die Grundlagen und Herausforderungen auf diesem Gebiet werden in diesem Seminar vermittelt.

Es bietet einen Überblick zu heute gängigen Methoden und Technologien im Bereich der Energiespeicherung. Der Fokus liegt zunächst auf der treibenden Kraft des Automobilsektors und Batterien auf Lithium-Ionen-Basis, Verfahren und Wissen zum Aufbau von Batteriepacks sowie deren Weiterverwendung in einer Zweitanwendung, dem sogenannten Second-Life. Im Verlauf des Seminars wird der Blick geweitet auf weitere Speichertechnologien anhand ihrer Relevanz, Anwendungen und Anforderungen durch das künftige Energiesystem.

Zielsetzung

Vermittlung von Grundlagenwissen zu Batterie- und Speichertechnologien und Darstellung ihrer Bedeutung im Kontext der Energiewende. Weiterhin lernen die Teilnehmer mögliche Technologiealternativen kennen und marktgerecht einzusetzen.

Resümee

Die 2. Auflage dieses Seminars begeisterte aufs Neue. Hervorgehoben wurden insbesondere die gut strukturierten Vorträge und das enorme Fachwissen unserer Referenten.



Grundlagen der Energiewirtschaft

05. - 09.09.2022 (Online)

Seminarleitung

Dipl.-Ing. Peter Mang

Püttlingen

Inhalt

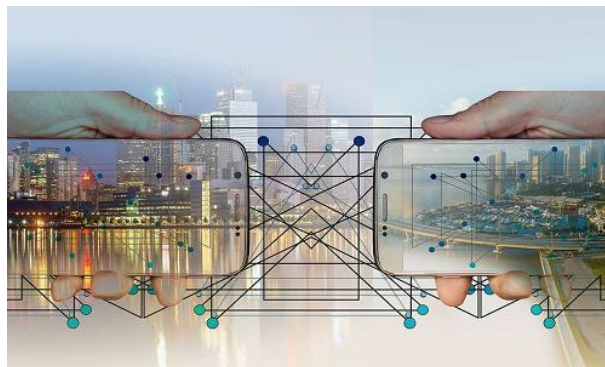
In dem Online-Seminar wird zunächst ein Überblick über den aktuellen Energiebedarf von Deutschland und die Ziele der Energiewende gegeben. Beim Aufbau und der Struktur der Elektrizitätswirtschaft steht das Zusammenspiel und die Aufgaben der Marktteilnehmer im Vordergrund. Danach wird die Merit-Order der Kraftwerke und die Strompreisbildung an der Börse erläutert. Hier wird auch der Einfluss der CO₂-Zertifikate auf die Grenzkosten und das europäische Emissions-Handel-System (EU-ETS) behandelt. Anschließend stehen die erneuerbaren Energien und die Herausforderungen bei der Integration in das bestehende System im Fokus. U.a. wird der notwendige Netzausbau in der Übertragungs- und Verteilnetzebene erläutert. Abschließend wird der Energieträger Wasserstoff und dessen Bedeutung für die zukünftige Energiewirtschaft betrachtet.

Zielsetzung

Vermittlung des Grundlagenwissens der Energiewirtschaft.

Resümee

Dieses Seminar haben wir erstmals im Rahmen der FGH-Sommerakademie durchgeführt. Begeistert war der Teilnehmerkreis nicht nur von den Vortragsinhalten, die mit tagesaktuellen Nachrichten zum Thema angereichert wurden, sondern auch von der Präsentation der Kursinhalte durch unseren Referenten.



Informationstechnik in der Netzbetriebsführung

13. - 15.09.2022 (Online)

Seminarleitung

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal

Inhalt

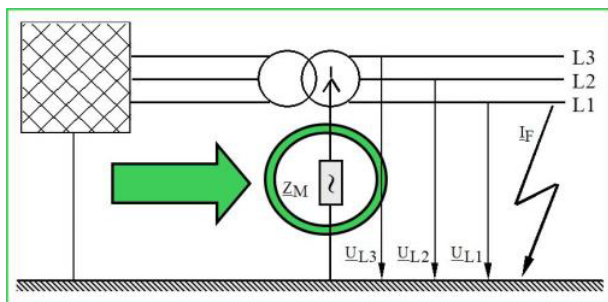
Das Online-Seminar vermittelt eine Übersicht über die neuen Anforderungen der Netzbetriebsführung und dafür realisierte sowie in Entwicklung befindliche Praxislösungen. Zudem wird die effiziente Gestaltung der vielfältigen Schnittstellen der Netzbetriebsführung zu Kunden und anderen Netzbetreibern, aber auch innerhalb des eigenen Unternehmens behandelt. Thematisiert werden auch die in der Branche wie im politischen Umfeld zunehmend relevanten Fragestellungen der IT-Sicherheit angesichts eines steigenden Datenaustauschs und der Verwundbarkeit der informationstechnischen Infrastruktur bei flächendeckendem Einsatz unterschiedlicher Technologien.

Zielsetzung

Vermittlung neuer Anforderungen in der Netzbetriebsführung, von Kenntnissen zur Gestaltung der Schnittstellen und zum Einspeisemanagement sowie Sensibilisierung für IT-technische Fragestellungen.

Resümee

Nach mehrjähriger Pause haben wir dieses Seminar erstmalig wieder durchgeführt. Die Resonanz war außerordentlich gut, was zeigt, dass die Themen für Personen im Netzbetrieb von großem Interesse sind.



Sternpunktbehandlung

08. - 09.11.2022 (Online)

Seminarleitung

Dr.-Ing. Thomas Weber

Schneider Electric GmbH, Seligenstadt

Inhalt

Das Thema Sternpunktbehandlung wird in Theorie und Praxis behandelt. Theoretische Grundlagen der symmetrischen Komponenten werden erläutert und dienen als Basis zum Verständnis der betrachteten Vorgänge. Ebenso werden die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Sternpunktbehandlungen erläutert und durch Anwendungsbeispiele aus dem Netzbetrieb anschaulich erklärt. Das Thema wird abgerundet durch die Analyse von Anforderungen aus Sicht der Dimensionierung der Anlagen und Betriebsmittel sowie der Wahl geeigneter Schutztechnik. Ein fachlicher Austausch mit und zwischen den Teilnehmern ist erwünscht und wird in Diskussionszeiten angeregt.

Zielsetzung

Ziel des Seminars ist es, die Teilnehmenden umfassend mit dem Thema Sternpunktbehandlung vertraut zu machen. Theoretische Grundlagen dienen hierbei zur Auffrischung und Ergänzung der vorhandenen Kenntnisse und als Basis für die nachfolgenden vergleichenden Diskussionen. Die Teilnehmenden werden in die Lage versetzt, die eigene Vorgehensweise kritisch zu überprüfen, Problemstellungen im eigenen Netz zu analysieren und darauf aufbauend im Netz erforderliche oder sinnvolle Maßnahmen zu bewerten.

Resümee

Erneut wurde das schon lange zum Weiterbildungsprogramm der Akademie zählende Seminar von unseren Teilnehmern gut angenommen. Eine hohe Beteiligung verzeichneten auch in diesem

Jahr wieder die Frage- und Diskussionsrunden. Das Expertenwissen unserer Referenten überzeugte auch hier den Teilnehmerkreis.



IT-Sicherheit für elektrische Netze

22. - 25.11.2022 (Online)

Seminarleitung

Dr.-Ing. Jörg Benze

T-Systems Multimedia Solutions GmbH, Dresden

Inhalt

Sie erfahren, wie sich Cyber-Sicherheit als Teil einer übergreifenden Digitalisierungsstrategie entwickelt, welche Herausforderungen sich aus der digitalen Transformation der Energienetze und der Verschmelzung von Operational Technology und IT ergeben und welche allgemeinen IT-Schutzziele und Schutzmaßnahmen getroffen werden können. Wie auf diese Herausforderungen reagiert werden kann, erklären ITler und Netzbetreiber in ihren Vorträgen zu Best Practices für sichere Energienetze. Weiterhin wird thematisiert, wie Sicherheit in elektrischen Netzen mit dem Einsatz von Smart Metern und der Blockchain erreicht werden kann.

Zielsetzung

Überblick über Bedrohungsszenarien, deren Auswirkungen auf die Sicherheit von elektrischen Netzen und mögliche Vorkehrungen zur Absicherung kritischer Infrastrukturen sowie Aufzeigen von Reaktionen bei erfolgten Angriffen.

Resümee

Nach dem positiven Feedback auf das im Jahr 2021 erstmals durchgeführte Seminar, diskutierte der Teilnehmerkreis auch 2022 rege die Fragen der IT-Sicherheit im Bereich der elektrischen Energieversorgung.

Promotionen

Herr **Universitätsprofessor Dr.-Ing. Albert Moser**, *Lehrstuhlinhaber Übertragungsnetze und Energiewirtschaft am Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW)* der RWTH Aachen University sowie Herr **Universitätsprofessor Dr. sc. Andreas Ulbig**, *Lehrstuhlinhaber Aktive Energieverteilnetze am IAEW der RWTH Aachen University* und Herr **Professor Dr. rer. nat. habil. Marco Lübbecke**, *Lehrstuhlinhaber Operations Research* an der RWTH Aachen University betreuen die Dissertationen der FGH-Mitarbeiter.

Die Themen sind an aktuelle bzw. abgeschlossene Forschungsprojekte aus der Zuwendungsforschung sowie der Auftragsforschung angelehnt:

- M.Sc. Alexander Vanselow
„Auswirkungen veränderter Niederspannungsnetzentgelttarife im Verteilnetz“
(Projekt *U-Quality*, S. 39)
- M.Sc. Mirnes Planic
„Bestimmung wichtiger Qualitätsparameter vom Isolieröl in Transformatoren mittels Ultraschallmessung“ (AiF-Projekt *Isolieröluntersuchung*)
- M.Sc. Pascal Pfeifer
„Betriebsplanung für aktive Verteilnetze“ (Projekt *enera*)
- M.Sc. Christoph Wirtz
„Simulation zeitweiliger Überspannungsereignisse und technische Bewertung von Konzepten zur dynamischen Spannungsstützung“ (Projekt *OVRTuere*, S. 30)
- M.Sc. Niklas Erle
„Optimierte Koordination von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen für die Mittelfristplanung des elektrischen Übertragungsnetzes“
- M.Sc. Felix Rudolph
„Nutzenbewertung zukünftiger Offshore-HGÜ-Systeme in der Nordsee“ (EU-Projekt *PROMOTioN*)
- M.Sc. Jacob Tran
„Untersuchung der Wechselwirkung zwischen lokalen Netzengpassbehebungsmaßnahmen und dem Strommarkt in der zukünftigen Betriebsplanung elektrischer Verteilnetze“ (Projekt *enera*)
- M.Sc. Lukas Kalisch
„Zuverlässigkeit der Regelleistungsbereitstellung aus Smart Grids“ (Projekt *ENSURE*)

Studentische Arbeiten

Bachelorarbeiten

Untersuchung des Einflusses von Verteilnetzausprägungen auf zeitweilige Überspannungseignisse

Jonathan Mielchen

Weiterentwicklung eines Verfahrens zur optimalen Skalierung zukünftiger PV-Heimspeicherkombinationen

Ali Mutlu

Modellierung der Einsatzflexibilität von Wärmepumpen in der Eigenverbrauchsoptimierung von aktiven Netzkunden

Felix Wildschütz

Masterarbeiten

Europäische Bilanzprognose mittels neuronaler Netze

Kristian Berch

Im Zuge der europäischen Energiewende kommt es zu einem Wandel in der Energieversorgung, welcher eine erhöhte Volatilität der Einspeisung bedingt. Die Entwicklung von einer bedarfsgerechten zu einer dargebotsabhängigen Erzeugung führt zu einer Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Um die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch zu erhalten, wird mehr Handel zwischen den Marktgebieten betrieben. Das sorgt für eine erhöhte Netzauslastung an den Grenzkuppelstellen zwischen den Marktgebieten. Reicht die Kapazität des Übertragungsnetzes nicht aus, kommt es zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit. Um Netzengpässe zu vermeiden, müssen die Netzbetreiber möglichst genaue Prognosen zur Netznutzung und den daraus resultierenden Netzzuständen erstellen. Als zentrale Bewertungsgrundlage für die Ableitung detaillierter Stromflüsse im europäischen Verbundnetz dienen Prognosen der nationalen Handelsbilanzen. Die stochastische Abhängigkeit der europäischen Handelsbilanzen hat sich aufgrund der zuvor genannten Entwicklungen in der Energieversorgung erhöht. Die Auswahl und Parametrierung eines geeigneten Prognosemodells ist daher ein aktueller Forschungsgegenstand.

Im letzten Jahrzehnt wurden viele Regressionsprobleme mit Modellen auf Basis des Machine Learnings gelöst. Insbesondere künstliche neuronale Netze kommen hierbei zum Einsatz. Neuronale Netze zeichnen sich dadurch aus, komplexe stochastische Abhängigkeiten hinreichend genau abbilden zu können. Ein spezifisches Modell eines Neuronalen Netzes ist das sogenannte Sequence2Sequence Modell. Es hat zum einen die Fähigkeit Prognosen auf Basis historischer Daten von jeweils variabler Länge zu erstellen, zum anderen kann es stochastische Abhängigkeiten innerhalb einer Zeitreihe über viele Zeitschritte hinweg berücksichtigen.

Deshalb wird im Rahmen dieser Arbeit ein bestehendes Verfahren weiterentwickelt und bewertet. Dazu soll ein Vergleich der Prognosegüte mit einem bestehenden Modell auf Basis von linearer Regression verglichen werden. Der gewählte Untersuchungsrahmen dieser Arbeit zeigt, dass das Sequence2Sequence Modell bei der Prognose von Handelsbilanzen in vielen Fällen eine geringere Prognosegüte aufweist als die untersuchte klassische Regressionsmethode. In einem Ausblick wird aber dargelegt, dass die Variation fixer Parameter die Prognosegüte des Sequence2Sequence Modells signifikant verbessern kann.

Entwicklung eines Supervised-Learning-Verfahrens zur Bestimmung von topologischen Maßnahmen

Philipp De Felice

Durch den im Zuge der Energiewende stetig zunehmenden Anteil erneuerbarer Energieerzeuger in elektrischen Energieversorgungssystemen sind die Anforderungen an die Transportaufgabe des Netzes und somit auch die Häufigkeit von netzsicherheitsgefährdenden Netzengpässen gestiegen. Zur Vermeidung Letzterer stehen Übertragungsnetzbetreibern, neben dem kostenintensiven Redispatch, topologische Maßnahmen zur Verfügung.

Topologische Maßnahmen finden aktuell jedoch lediglich in Form einer manuellen, durch Schaltungenieure durchgeführten Auswahl zwischen wenigen vordefinierten Schaltzuständen statt. Grund für die Absenz einer gesamtheitlichen Topologieoptimierung unter Miteinbezug aller potentiell möglichen Schalthandlungen in der Netzbetriebsplanung ist der rechenzeitintensive Aufwand des sich hieraus ergebenden hochdimensionalen Optimierungsproblems. Eine immanente Eigenschaft von Methoden des maschinellen Lernens, insbesondere von neuronalen Netzen, ist die Verlagerung des rechenzeitintensiven Teils der Problemlösung auf den Trainingsprozess. Dieser wird im Vorhinein zum Prognose- bzw. Klassifizierungsprozess, also der relevanten Ergebnisproduktion, durchgeführt, weshalb derartige Algorithmen eine vielversprechende Möglichkeit darstellen, der hohen Problemkomplexität der Topologieoptimierung entgegenzutreten.

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Supervised-Learning-Verfahren zur Anpassung von optimierten Schaltzuständen auf in der Realität tatsächlich durchführbare Schalthandlungen entwickelt. Vorbereitend hierzu wird zuerst ein Algorithmus zur Datenvorverarbeitung und -reduktion erarbeitet, welcher die genutzten Eingangsdaten in eine geeignete Form mit reduzierter Merkmalsanzahl für das nachgelagerte, als Klassifizierer dienende, neuronale Netz transformiert. Es kann gezeigt werden, dass das Modell bei geeigneter Datenbeschaffenheit die Abbildung von gegebener Netzsituation auf die durchzuführenden Schalthandlungen erlernt. Darüber hinaus lässt sich anhand von Lastflussberechnungen der erfolgreiche Lernprozess des Modells auch im Falle von Fehlprognosen in Form von plausiblen, mit der Solltopologie vergleichbaren Betriebsmittelauslastungen nachweisen.

Entwicklung eines Verfahrens zur Ermittlung relevanter Marktrichtungen im Rahmen der Kapazitätsvalidierung

Tobias Kopp

Die Europäische Marktkopplung ist ein zentrales Element für einen kosteneffizienten Strommarkt. Durch die Marktkopplung sollen die Strompreise in Europa, so weit wie möglich, angeglichen werden. Dazu erfolgt am Day-Ahead und Intraday Markt eine Allokation grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten. Im Rahmen des Flow-Based Market Coupling (FB MC) werden die freizugebenden Kapazitäten unter Aspekten der Netzsicherheit maximiert und anschließend dem Markt übergeben. Zur Validierung der freizugebenden Kapazitäten sind mögliche Marktentwicklungen und deren Einflüsse auf die Leistungsflüsse im Netz zu untersuchen. In kritischen Netzsituationen kann eine Einschränkung der Übertragungskapazitäten notwendig werden, um die Netzsicherheit zu gewährleisten.

Ziel der Arbeit ist die Identifikation kritischer Marktsituationen mithilfe eines Supervised-Learning-Verfahrens. Als Verfahren wird ein Random Forest-Ansatz verwendet. Zum Training des Algorithmus werden zunächst die Marktrichtungen der Trainings- und Testdaten als kritisch oder unkritisch klassifiziert. Zur Reduktion der Komplexität wird eine Linearisierung der Kapazitätsvalidierung verwendet, um die Klassifizierung vorzunehmen. Als kritisch werden jene Marktsituationen identifiziert, in denen die Netzsicherheit mittels Engpassbehebungsmaßnahmen nicht gewährleistet werden kann, ohne die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten einzuschränken. Anhand des Verfahrens kann gezeigt werden, dass eine Klassifikation der Marktrichtungen mittels Random-Forest möglich ist.

Ableitung innovativer Maßnahmen zur Beschleunigung von Jahreslaufoptimierungsmaßnahmen zur Netzplanung im elektrischen Übertragungsnetz

Michael Niggemann

Die zunehmende räumliche Trennung von Energieerzeugern und Energieverbrauchern durch die Dekarbonisierung der elektrischen Energieerzeugung führt in Deutschland zu einer Veränderung der Transportanforderungen des Übertragungsnetzes. Die Netzbetreiber sind durch den Gesetzgeber verpflichtet, koordinierte Netzplanungsmaßnahmen zu entwickeln. Aufgrund der sich stetig verändernden Netznutzung ist die Netzplanung eine hochkomplexe Aufgabe. In der Netzplanung müssen einerseits neue Technologien und andererseits auch veränderte Betriebsführungsstrategien berücksichtigt werden. Diese veränderten Strategien können in der Netzplanung mithilfe einer Lastflussoptimierung nachgebildet werden.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde der Netzbooster als innovatives Betriebsmittel in der Betriebsführung vorgestellt und in eine bestehende Lastflussoptimierung integriert. Der Netzbooster steht sehr schnell zur Verfügung und kann als kurative Redispatch-Maßnahmen zur Behebung von Engpässen eingesetzt werden. Des Weiteren wurde in dieser Arbeit die vorhandene Ausfallapproximation erweitert. Diese soll eine bestehende rechnergestützte Lastflussoptimierung beschleunigen. Abschließend wurde die Erweiterung der Ausfallapproximation anhand von Testrechnungen auf einem Modellnetz evaluiert.

Modellierung der Übertragung von temporären Überspannungsereignissen (Original: Modelling of the transmission of temporary overvoltage events)

Sicong Wang

Im Rahmen der europäischen Klimapolitik und der zunehmenden Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen, bei gleichzeitig sinkendem Anteil an synchronen Erzeugern, ändert sich das dynamische Verhalten elektrischer Netze in Folge einer Fehlersituation. Eine daraus resultierende Gefahr ist der großflächige Ausfall von Erzeugungskapazitäten dezentraler Stromerzeuger bei Unter- oder Überspannungen. Diesen Risiken wird unter anderem durch die Einführung von Anforderungen zum Durchfahren von Unter- und Überspannungen (HVRT/LVRT) begegnet.

In dieser Arbeit werden die Auswirkungen von zeitweiligen Überspannungsereignissen auf der Basis von synthetisch erzeugten deutschen Verteilnetzen unter Berücksichtigung der ortsspezifischen Charakteristika verschiedener Erzeugungstechnologien und der Berücksichtigung von HVRT-Fähigkeiten analysiert. Um die Ausbreitung von Überspannungen realistisch abzubilden, wurden Transformatorensättigungseffekte sowie der Einfluss von verbleibenden Synchrongeneratoren berücksichtigt. Mögliche Fehlerereignisse werden als Eingangsdaten für die Verteilnetzsimulationen verwendet. Die Untersuchung von Erzeugungsausfällen in der Verteilnetzebene, verursacht durch temporäre Überspannungsereignisse, steht im Mittelpunkt der in dieser Studie durchgeführten dynamischen Simulationen. Aus den Untersuchungen ergibt sich, dass eine gemeinsame Betrachtung der Spannungsstabilität im Übertragungs- und Verteilnetz an Bedeutung gewinnt, um kritische Entwicklungen zu erkennen und entsprechende Maßnahmen zu ergreifen. Bei der Beurteilung der Gefährdungssituation durch temporäre Überspannungen und bei der Dimensionierung und Gestaltung möglicher Gegenmaßnahmen ist es notwendig, die Durchdringung von Erzeugern auf Basis erneuerbarer Energien sowie deren HVRT-Fähigkeiten zu berücksichtigen. Netzimpedanz und -ausbau sowie Lasttypen erwiesen sich als von geringerer Bedeutung, sollten aber zumindest vereinfacht dargestellt werden.

Auftragsforschung und weitere Dienstleistungen

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 **Energietechnische Anlagen** dokumentiert das breite thematische Feld der im Geschäftsjahr durchgeführten wissenschaftlichen Untersuchungen.

Elektrische Netze

- 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.
- Entwicklung von Prozessen und Tools zur Validierung der Mindestkapazität (MinRAM) im Kontext des Flow-Based Market Coupling (siehe z. B. Seite 61).
- Nutzenbewertung mobiler Speicher für netzdienlichen Einsatz im Verteilnetz.
- Wissenschaftliche Begleitung der FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik.
- Algorithmenentwicklung und Prozessgestaltung und Bewertungskriterien in der Mehrjahresschaltplanung.
- Untersuchungen zur Berücksichtigung des Redispatch 2.0 in der Maßnahmendimensionierung
- Konzepte zur Berücksichtigung des Netzboosters in der Betriebsplanung elektrischer Übertragungsnetze (siehe Seite 58).
- Studie zur Ermittlung der kalkulatorischen Preise 2022 (siehe Seite 60).

Energietechnische Anlagen

- Optimierung von Erdungskonzepten für Solarparks
- Studie zur Beeinflussung von Autobahnbauten durch parallellaufende Hochspannungsfreileitungen
- Auslegung von Energiekabeltrassen mittels thermischer Simulation nach IEC 60287
- Simulationen zur Dynamischen Höherauslastung von Energiekabeln gemäß IEC 60853
- Schadensanalysen von defekten Kabelendverschlüssen nach Überschlag
- Studie zum Potential der Ultraschalltechnologie als Qualitätssicherungsinstrument in der Produktion von Energiekabeln mit Poly-Propylen-Isoliersystemen
- Dokumentenprüfung bezüglich der Störlichtbogenfestigkeit nach IEC 62271-202 von Schaltanlagen in Containerbauweise für die Markteinführung

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 Elektrische Netze

- Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen
- Netzausbauplanung
- Lastflussoptimierung und Netzbetriebssimulation
- Stabilitätsuntersuchungen und dynamische Simulationen
- Zuverlässigkeitsanalysen
- 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.

Forschungsbereich Energietechnische Anlagen

- Modellierung betriebsmittelspezifischer Alterungsverhalten für das Assetmanagement
- Störungsaufklärung
- Schadensanalysen elektrischer Anlagen und Betriebsmittel
- Vor-Ort Diagnosemessungen an Mittelspannungskabeln
- Vermessung und Analyse elektrischer Netze/Betriebsmittel hinsichtlich Transienten und (eingekoppelten) Oberschwingungen
- Beeinflussungsrechnung parallel geführter Leitungen (Strom/Gas)
- Berechnung elektromagnetischer Felder an Übertragungsleitungen
- Bewertung elektromagnetischer Felder gemäß DGUV und BImSchV
- Bewertung zur möglichen Höherauslastung von Energiekabelsystemen
- 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.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Simon Krahle
Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brölie
Dr.-Ing. Gregor Brammer
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

Bereich Elektrische Netze

Konzepte zur Berücksichtigung des Netzboosters in der Betriebsplanung elektrischer Übertragungsnetze

Im Auftrag der TransnetBW GmbH

Netzbooster sind ein innovativer Beitrag zur Umsetzung der Energiewende. Als kurative Maßnahmen werden sie erst bei Fehlereintritt eingesetzt und können den Umfang an präventivem Redispatchbedarf reduzieren. Dieser Vorteil kann nur realisiert werden, wenn die Netzbooster bereits in der Bestimmung der präventiven Maßnahmen berücksichtigt werden. In der Studie im Auftrag der TransnetBW leitet die FGH ein Konzept zur Berücksichtigung der Netzbooster im Rahmen einer präventiven Betriebsplanung ab. Hierzu werden - aufbauend und ergänzend zu [1] - die Anforderungen an einen Netzbooster-Betrieb analysiert, modelliert und darauf aufbauend mit Hilfe von qualitativen und quantitativen Untersuchungen Konzepte zur Berücksichtigung der Netzbooster in der Betriebsplanung abgeleitet.

Das deutsche Übertragungsnetz wird (n-1)-sicher betrieben. Zur Vermeidung von Netzengpässen werden durch die Übertragungsnetzbetreiber geeignete Maßnahmen aktiviert, wobei die Aktivierung dieser Maßnahmen mehrere Stunden Vorlaufzeit erfordern kann. Um zu gewährleisten, dass stets ausreichende Maßnahmen zur Sicherstellung der Systemsicherheit aktiviert werden, existieren Betriebsplanungsprozesse in denen, mittels Prognosen der Netznutzung der kommenden Stunden bis Tage, kritische Netzzustände ermittelt und die erforderlichen Maßnahmen bestimmt werden. Insbesondere Redispatchmaßnahmen können hierbei Vorlaufzeiten von mehreren Stunden erfordern. Da durch den Netzbooster-Einsatz der notwendige Redispatchbedarf reduziert werden soll, muss der Netzbooster-Einsatz bereits in diesen Betriebsplanungsprozessen berücksichtigt werden.

Kern der kurativen Systemführung mit Netzbooster ist, dass diese erst im Fehlerfall ausgelöst (systemwirksam zugeschaltet) werden. Die Auslösung des Netzboosters soll weitgehend automatisiert erfolgen. Hierzu wird eine Reaktionsmatrix vorliegen, die kritische Ausfälle, den kritischen Zweigbelastungen der Auslösung eines Netzboosters zuordnet. Nach einem tatsächlichen Fehlereintritt wird die Auslastung kritischer Zweige durch den Netzboostereinsatz verringert und so eine Betriebsmittelüberlastung vermieden. Dies kann bei voller Leistung für einen Zeitraum von etwa einer Stunde erfolgen, bis der Speicher des eingesetzten Netzbooster erschöpft ist. Da (n-1)-Ereignisse eine längere Zeitdauer haben können, ist eine Ablöse erforderlich, die eine identische Entlastungswirkung zum Netzbooster aufweist. Diese Ablöse muss sicher zur Verfügung stehen und kann z.B. durch eine Erhöhung der Leistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen erbracht werden. Daraus ergeben sich Anforderungen an die Betriebsplanungsprozesse, in denen zukünftig kurative und präventive Maßnahmen gemeinsam geplant werden müssen. Damit die Ablöse des Netzboosters nach seiner Auslösung vorliegt, muss diese ebenfalls vorgesehen und mittels geeigneter Konzepte angewiesen und aktiviert werden. Aufgrund Vorlaufzeiten von Erzeugungsanlagen muss diese in der präventiven Planung eingeplant werden. Gleichwohl einer hohen Redundanz in der Auslegung des Netzbooster-Systems sind stochastische Nichtverfügbarkeiten möglich. Diese – wie auch Nichtverfügbarkeiten der Ablöse – sind hinsichtlich Redundanzanforderungen zu berücksichtigen. Gleichzeitig erfolgt die Einsatzermittlung innerhalb der Betriebsplanung unter Unsicherheit. In der Studie wird die Relevanz der Prognosefehler auf den Prozess erläutert und Empfehlungen für Konzepte gegeben, wie diese berücksichtigt werden können.

Die Bestimmung von Maßnahmen zum Engpassmanagement erfolgt durch Optimierungsverfahren im Rahmen der Maßnahmendimensionierung. Im Rahmen dieser Studie wird das Optimierungsproblem zur

Maßnahmendimensionierung konzeptioniert, so dass die zuvor analysierten Anforderungen durch einen Netzbooster-Betrieb erfüllt werden. Dabei wird insbesondere auf die Berücksichtigung der Netzbooster-Wirkung unmittelbar nach Fehlereintritt, auf die Wirkung der Ablöse sowie die Verfügbarkeit der Ablöse in einem geschlossenen Optimierungsproblem eingegangen.

Wesentliche Erkenntnisse der qualitativen Untersuchungen dieser Studie sind im Rahmen von [2] veröffentlicht.

Literatur

- [1] Forschungsprojekt InnoSys 2030: Innovationen in der Systemführung bis 2030, Der InnoSys-Systemführungsprozess, 2022
- [2] Ziegeldorf-Wächter, J.; et al: Konzepte zur Berücksichtigung des Netzboosters in der Betriebsplanung deutscher Übertragungsnetze, ETG-Kongress 2023, Kassel, 2023

Ansprechpartner FGH ■ Dr.-Ing. Simon Krahle
Dipl. -Wirt. -Ing. Julia Ziegeldorf-Wächter
M.Sc. Lukas Kalisch

Untersuchungen zur Dimensionierung der Handelsflüsse zwischen Deutschland und der Schweiz

Auftragsforschung für TNG

In jüngerer Vergangenheit konnten im Netzbetrieb sehr hohe Leitungsauslastungen beobachtet werden, die auf hohe Handelsflüsse und hohe Kraftwerks-Nichtverfügbarkeiten im Netzgebiet der TransnetBW zurückgeführt werden konnten. Durch eine kurzfristige Einschränkung der Handelskapazität von Deutschland in die Schweiz konnten kritische Situationen beseitigt werden. Aus diesem Grunde sollte eine Überarbeitung der bisherigen Kapazitätsvergabe von Deutschland in die Schweiz (DE→CH) für das Winterhalbjahr 2022/23 erfolgen.

Bisher erfolgt die Kapazitätsvergabe der Handelskapazitäten DE→CH auf Basis der sogenannten C-Funktion. Diese bestimmt die Handelskapazität in alleiniger Abhängigkeit der Prognose für Windenergieanlagen (WEA). Die bestehende Methodik sollte nun neu parametrisiert und durch eine Berücksichtigung weiterer Parameter wie z.B. Photovoltaikeinspeiseprognose, vertikale Netzlast und der Kraftwerks-Nichtverfügbarkeiten (KW-NV) in der Regelzone von TransnetBW erweitert werden.

Im Rahmen dieses Auftragsforschungsprojektes wurden verschiedene Simulationsrechnungen zur Ermittlung der zulässigen Handelskapazitäten für verschiedene Situationen durchgeführt. Hierzu wurde ein Netzmodell gewählt, welches für das untersuchte Winterhalbjahr möglichst repräsentativ ist. Zur Berücksichtigung einer möglichen Netzschwächung wurden zusätzlich weitere Freischaltszenarien betrachtet.

Die Simulation erfolgte dabei auf historischen Netznutzungsfällen, bei denen zusätzlich die KW-NV innerhalb der Regelzone von TransnetBW zufällig variiert wurde. Für jeden einzelnen Zeitschritt erfolgte sodann eine schrittweise Anhebung des Marktaustausches von DE→CH so lange, bis eine Gefährdung der System-sicherheit (Notwendigkeit des Abrufs von Reservekraftwerken in der Schweiz) vorlag und damit die jeweilige situationsbezogene maximal zulässige Handelskapazität erreicht war.

Zur Ableitung einer Methodik zur Bestimmung situationsbezogener Handelskapazitäten wurden verschiedene Regressionsverfahren getestet. Dabei wurden die situationsbezogenen historischen maximalen NTC-Werte zusammen mit der jeweiligen historischen KW-NV-Situation und Prognose der WEA als Eingabedaten für die verschiedenen Regressionsverfahren verwendet. Zum einen wurde ein Prognosemodell basierend auf Entscheidungsbäumen erstellt. Zum anderen erfolgte eine Untersuchung des Locally Weighted Scatterplot Smoothing (LOESS). Umfangreiche Untersuchungen zur Parametrisierung der Modelle, insbesondere die Berücksichtigung von Sicherheitsmargen, waren dabei wesentlicher Teil des Projektes.

Die Ergebnisse des Projektes zeigen, dass sich der LOESS besser für die Prognose von Kapazitätsgrenzen von Handelsbilanzen DE→CH eignet als Entscheidungsbäume. Ein Vergleich mit der bestehenden C-Funktion zeigt, dass der LOESS ohne Betrachtung des neuen zusätzlichen Parameters der KW-NV vergleichbare NTC-Werte liefert. Die FGH hat TransnetBW daher empfohlen, die Kapazitätsvergabe auf Basis des LOESS unter Berücksichtigung der KW-NV und der Prognose von WEA zu verwenden.

Ansprechpartner FGH ■ Dr.-Ing. Simon Krah
Dipl.-Wirt.-Ing. Dirk Lehmann
M.Sc. Philipp Reuber

Studie zur Ermittlung der kalkulatorischen Preise 2022

Im Auftrag der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Im Zuge der EnWG-Novelle wurde die Anpassung der Einspeisung aus EE- und KWK-Anlagen im Netzengpassmanagement neu geregelt. Dazu wurde der bisherige im Gesetz explizit verankerte absolute Einspeisevorrang von EE- und KWK-Anlagen sowie die Nachrangigkeit der Netzreservekraftwerke modifiziert und die genannten Anlagen in den Redispatch überführt. Ziel ist dabei, unter Einhaltung einer Nachrangigkeit von EE- und KWK-Anlagen, eine Maßnahmendimensionierung im Netzengpassmanagement zu voraussichtlich geringsten Kosten durchzuführen.

Nach § 13 Abs. 1a EnWG muss die Bestimmung der kalkulatorischen Preise so erfolgen, dass die von der Bundesnetzagentur festgelegten Mindestfaktoren in der Regel eingehalten werden. Diese beschreiben das Mindestverhältnis, ab welchem die Reduzierung der Erzeugungsleistung nicht vorrangberechtigter Anlagen durch vorrangberechtigte Anlagen ersetzt werden kann, damit ein Eingriff in die Fahrweise vorrangberechtigter Anlagen zulässig ist. Die erstmalige Festlegung der Mindestfaktoren erfolgte durch die BNetzA mit dem Beschluss vom 30. November 2020. Die FGH hat bereits im Jahr 2021 im Rahmen eines Gutachtens für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber eine Empfehlung für eine geeignete Methode zur Umrechnung der Mindestfaktoren in kalkulatorische Preise abgeleitet.

Für die Bestimmung der kalkulatorischen Preise wird zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern dieses im Jahr 2021 entwickelte deduktiv iterative Verfahren eingesetzt. Für dieses erfolgt im ersten Schritt die Bestimmung der Szenario-Annahmen für den Bemessungszeitraum vom 1.10.2022 - 30.09.2023. Neben den Netztopologien werden u.a. die voraussichtlichen Redispatchpotentiale im In- und Ausland ermittelt. Mögliche Auswirkungen des innerhalb der Projektphase in Kraft tretenden und voraussichtlich bis zum 31. März 2024 begrenzten Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz sind dabei berücksichtigt. Der Mindestfaktor für KWK-Anlagen entfällt für diesen Zeitraum, stattdessen sind die tatsächlichen Kosten anzusetzen. Weiterhin dürfen Netzreservekraftwerke nach einer Ankündigung befristet an den Markt zurückkehren.

Diese Szenario-Annahmen gehen in die Jahresredispatchsimulationen des deduktiv iterativen Verfahrens ein. Die zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern schlussendlich ermittelten kalkulatorischen Preise für EE-Anlagen und Netzreservekraftwerke sind auf [Netztransparenz.de](https://www.netztransparenz.de)¹ veröffentlicht. Ebenso sind zur Nachvollziehbarkeit die durchschnittlichen Kosten für positiven und negativen Redispatch mit nicht vorrangberechtigtem Strom angegeben.

Ansprechpartner FGH ■ Dr.-Ing. Simon Krah
M. Sc. Felix Rudolph

¹ Kalkulatorische Preise – Veröffentlichung: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch/Kalkulatorische-Preise>

Go-Live und Weiterentwicklung des DAVinCy-Tools zusammen mit europäischen Übertragungsnetzbetreibern

Im Auftrag von sechs 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 die lastflussbasierte Day-Ahead-Marktkopplung im Juni 2022 eingeführt worden. 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 stellen². 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 ÜNB³ und dem Beratungsunternehmen Consentec GmbH das sogenannte DAVinCy-Tool (Day Ahead Validation of Capacity – Tool) entwickelt, welches seit Juni 2022 nach erfolgreichem Go-Live täglich zur Validierung der dem Markt zur Verfügung zu stellenden Kapazitäten für Deutschland, die Niederlande und Österreich eingesetzt wird.

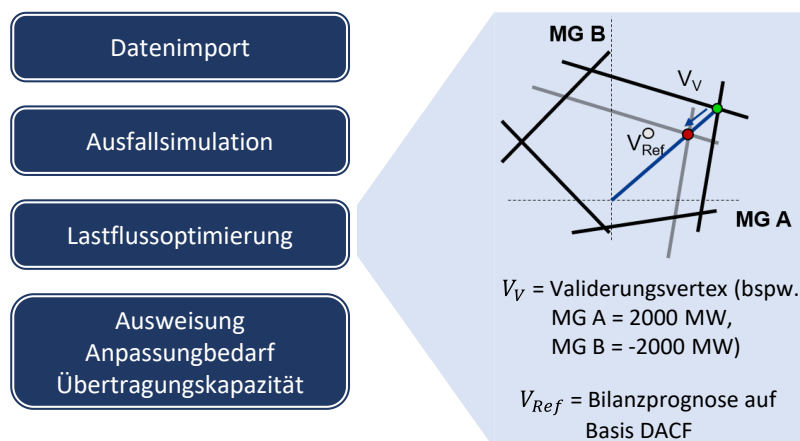


Abbildung 1 Verfahrensablauf des DAVinCy-Tools

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

² Für Deutschland, die Niederlande und Österreich wurde jeweils ein sogenannter Action Plan vereinbart, der einen jährlichen stufenweisen Anstieg der Mindestkapazitäten auf 70 % bis zum Jahr 2025 vorsieht.

³ 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Austrian Power Grid AG, TenneT TSO GmbH, TenneT TSO B.V., TransnetBW GmbH

zweidimensionalen Darstellung oben einer Gerade entspricht. Für die Bilanzzustände verschiedener Stützpunkte der Domäne (in Abbildung vereinfacht ein Stützpunkt V_V) erfolgt eine Grundlastflussberechnung (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 Domäne 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, die für die endgültige Kapazitätsberechnung verfügbaren Marge auf kritischen Netzelementen, stellt die zentrale Ergebnisgröße des DAVinCy-Tools dar.

Im Rahmen der Weiterentwicklung des Tools werden nun mehrere mögliche Bilanzzustände für jeden Zeitschritt analysiert und bei Bedarf die Domäne so aus mehreren Richtungen beschränkt. Die Reduktionen der Domäne können aufgrund von bestehenden Langzeitaustauschverträgen (LTA) zwischen Handelspartnern gegebenenfalls nicht vollständig wirksam sein. Hierfür wurde zum einen ein Verfahren integriert, welches auch Bilanzpunkte auf der LTA-Domäne analysieren und zum anderen eine Methodik zur Minimierung möglicher Einkürzungen der Langzeitverträge bestimmen kann. Bei Anwendung der Einkürzungen haben dann alle Kapazitätsreduktionen den gewünschten Effekt.

Ansprechpartner FGH ■ Dr.-Ing. Simon Krahle
M.Sc. Niklas Erle
M.Sc. Marco Gehrmann
M.Sc. David Luu

Zeitreihendatenbank (ZERED)

Internes Projekt

Um für die Zukunft besser aufgestellt zu sein, arbeitet der FGH e.V. seit Januar 2022 an dem Aufbau einer Datenbank, welche stetig weiter mit Zeitreihendaten aus der Energiewirtschaft gefüllt werden soll. Die gesammelten Daten können dann für Studien oder neue Forschungsprojekte genutzt werden. Für diese wird in den letzten Jahren zunehmend eine hohe Datengrundlage für die effektive Bearbeitung notwendig. Insbesondere Methoden aus dem Bereich der Künstlichen Intelligenz werden erst einsetzbar, wenn ausreichend historische Daten zur Verfügung stehen. Die im internen Projekt geschaffene Struktur soll somit eine breite Datengrundlage schaffen, welche stetig automatisiert erweitert wird. Außerdem ist die Standardisierung und Aufbereitung der Daten bereits definiert, sodass diese ohne weitere Bearbeitung für Projekte genutzt werden können. Schließlich soll eine graphische Oberfläche bei der Auswahl der Daten mithilfe von Visualisierungen unterstützen.

Eine Datenquelle stellt die *ENSTO-E Transparency Platform* als Ort zur zentralen Erfassung und Veröffentlichung von Daten und Informationen über Stromerzeugung, -transport und -verbrauch für den gesamteuropäischen Markt dar. Zum Abruf der Daten wurde ein Web-Crawler entwickelt, welcher täglich eine Auswahl, die für die FGH sinnvoll zu verwendenden Daten, abrufen und diese aufbereiten in der Datenbank abspeichert. Als weitere Web-Datenquelle werden aktuelle Ist- und Prognose-Wetterdaten in mehreren zeitlichen Auflösungen für 1000 gleichmäßig über Europa verteilte Standorte gespeichert.

Zum Abruf der Daten ist eine interne Webseite als Plattform für alle Mitarbeiter der FGH verfügbar, auf der über verschiedene Menüs die jeweiligen Daten ausgewählt werden können. So kann sich der Nutzer etwa die Kraftwerkseinspeisung oder Leitungsauslastung in Europa an einem von ihm bestimmten Tag anzeigen lassen. Diese wird automatisch mit den hinterlegten Werten aus der Datenbank geladen und als geographische Darstellung auf eine Karte projiziert. Hierbei ist die Summenansicht über den ausgewählten Zeitraum oder aber die Darstellung einzelner Zeitpunkte möglich. Darüber hinaus kann der Nutzer entsprechende Diagramme mit Detailinformationen zu einzelnen Standorten oder Netzelementen einsehen. Auch der Verlauf der Daten über einen Zeitraum wird durch Aggregation der Daten in Diagrammen oder durch Änderung der ausgewählten Stunde auf der interaktiven Karte ersichtlich.

Geplant ist auch die Herstellung von Schnittstellen zu weiteren Projekten, um zum einen die dort verwendeten und generierten Daten auch zukünftig nutzen zu können und zum anderen von einer gemeinsamen Weiterentwicklung der Visualisierungs-Toolbox zu profitieren.

Ansprechpartner FGH ■ Dr.-Ing. Simon Krah
M.Sc. Marco Gehrmann
M.Sc. Philipp Reuber

Weitere Tätigkeiten

Neben der Zuwendungs- und Auftragsforschung zählen zur Kompetenzlinie Elektrische Netze zwei weitere Abteilungen. Die Abteilung Softwareprodukte und -lösungen mit derzeit 27, sowie die Abteilung Netz- und Systemanalysen mit sechs Kolleginnen und Kollegen.

Abteilung Softwareprodukte und -lösungen

Im Jahr 2022 lag der Fokus im Bereich Softwareprodukte und -lösungen wiederholt auf der Neu- und Weiterentwicklung von Algorithmen zur Netzoptimierung verschiedener netztechnischer Berechnungsgrößen. Im Folgenden werden diese Entwicklungen kurz erläutert:

Linearisierte Optimierung im Netzplanungssystem INTEGRAL

Das sogenannte Optimierungsframework im Netzplanungssystem INTEGRAL macht es bereits möglich Maßnahmen zur Engpassminimierung zu ermitteln, bei der das zugrunde liegende Optimierungsproblem auf den nichtlinearen Gleichungen der komplexen Wechselstromrechnung basiert und durch iteratives Linearisieren im Arbeitspunkt gelöst wird. Das ermöglicht die Berechnung von Ergebnissen mit sehr hoher Genauigkeit und Qualität. Allerdings führt die hohe Ergebnisqualität bei Betrachtung vieler Netznutzungsfälle sowie eines großen zu optimierenden Netzbereiches erwartungsgemäß zu hohen Rechenzeiten.

Im Rahmen der Weiterentwicklung des Optimierungsframeworks in INTEGRAL wurde bereits im Jahr 2021 mit der Entwicklung der linearisierten Optimierung begonnen. Diese wurde im Jahr 2022 weiterentwickelt und erfolgreich ausgeliefert. Derzeit wird sie im Netzentwicklungsplan (NEP) 2038 bereits eingesetzt. Vorteil dieser Optimierung ist eine deutliche Reduktion der Rechenzeit bei hinreichender Ergebnisqualität für eine hohe Bandbreite von Anwendungszwecken. Die entscheidende Vereinfachung, mit der diese deutlichen kürzeren Laufzeiten erzielt werden, liegt in der Formulierung des Optimierungsproblems auf Basis der Gleichungen der Gleichstromrechnung und nicht wie bisher der Wechselstromrechnung. Das bisher schrittweise Linearisieren der nichtlinearen, komplexen Lastflussgleichungen entfällt nun und beschleunigt die Lösung des Optimierungsproblems deutlich.

Bidding Zone Review (BZR)

Das BZR-Projekt wurde vor dem Hintergrund des Artikel 14 "Überprüfung von Gebotszonen" der EU-Verordnung 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt ins Leben gerufen. 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.“

Unter dem Dach der ENTSO-E haben die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 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.

Die Methodik des Projekts verlangt eine definierte Abfolge von Berechnungen für verschiedene Szenarien. Nach einer initialen Marktsimulation und der anschließenden Ermittlung der Kapazitäten für eine flussbasierte Kapazitätsvergabe (Flow-Based Market-Coupling, FBMC) erfolgt eine weitere Marktsimulation sowie eine Redispatchrechnung. Für diese Berechnungen hat die FGH die Module zur Kapazitätsberechnung und zur Redispatch-Berechnung entwickelt und geliefert. Insbesondere für das Modul zur Redispatch-Berechnung wurden im Verlauf des Jahres 2022 die nachfolgend beschriebenen Erweiterungen vorgenommen:

Eine wichtige Weiterentwicklung stellt die Integration der vereinfachten Betrachtung von topologischen Abhilfemaßnahmen zur Reduktion von Überlastungen in der Redispatch-Berechnung dar. Eine vollständige, genaue Abbildung solcher Maßnahmen innerhalb der Optimierungsaufgabe hätte einen erheblichen Anstieg der Rechenzeiten bedeutet, der die Durchführung der Untersuchungen im vorgesehenen Projektzeitraum unmöglich gemacht hätte. Die vereinfachte Betrachtung topologischer Maßnahmen sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in vorab durchzuführenden Untersuchungen ermitteln, unter welchen Voraussetzungen üblicherweise im operativen Betrieb topologische Maßnahmen eingeleitet werden und wie stark diese Maßnahmen den Leistungsfluss auf den überlasteten Betriebsmitteln reduzieren. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen dienen dann als Eingangsdaten für die Redispatch-Berechnung. Tritt unter den von den ÜNB angegebenen Bedingungen eine Überlastung auf, dann werden die in der Redispatch-Optimierung betrachteten Leistungsfluss-Nebenbedingungen um die vorab ermittelte Beeinflussung des Leistungsflusses durch die topologische Maßnahme aufgeweitet, um die heilende Wirkung dieser Maßnahme abzubilden.

Weiterhin wurden Anpassungen zur Reduktion der Rechenzeiten vorgenommen. Dies geschah durch die vereinfachte Berechnung von Leistungsfluss-Sensitivitäten im Falle eines Ausfalls mit Hilfe von Line Outage Distribution Factors (LODFs).

Verlustminimierung

Neben der Engpassbeseitigung können lastflussteuernde Betriebsmittel – in diesem Zusammenhang insbesondere Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ) sowie Phasenschiebertransformatoren (PST) – auch maßgeblich die Netzverluste beeinflussen. Somit ist es sinnvoll ein verlustoptimiertes Netz als Ausgangsbasis für eine nachfolgende Engpassminimierung heranzuziehen. Im Rahmen eines Projekts mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern wurde das Optimierungsframework des Netzplanungssystems INTEGRAL um ein Modul zur Verlustoptimierung erweitert. Die quadratische Zielfunktion des Optimierungsproblems minimiert das Quadrat der Ströme, gewichtet mit den ohmschen Anteilen der im Netz vorhandenen Zweige, unter Einhaltung der technischen Grenzen der lastflussteuernden Betriebsmittel als Freiheitsgrade. Das Optimierungsproblem basiert dabei auf der Lastflussgleichung für einen Gleichstromlastfluss und ist dementsprechend performant.

Sonstige Weiterentwicklungen des Netzplanungssystems INTEGRAL

Neben den oben genannten Weiterentwicklungen wird das Netzplanungssystem INTEGRAL kontinuierlich weiterentwickelt. Neben Anpassungen an der grafischen Oberfläche, der Verwaltung der Netzdaten und der Makro-Programmiersprache, wurde im Jahr 2022 intensiv an der Abbildung leistungselektronisch-basierter FACTs (Flexible AC Transmissions Systems) gearbeitet. Dabei konnte ein Lastflussmodell für den Static Synchronous Series Compensator (SSSC) finalisiert und ausgeliefert werden. Die Entwicklung eines Modells für Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC) hat ebenfalls begonnen und wird in Abstimmung mit dem Hersteller vorangetrieben.

Ansprechpartner FGH ■ M.Sc. Max Hoven

Bereich Energietechnische Anlagen

Auslegung und Dimensionierung von Kabeltrassen mittels thermischer Simulationen

Typischerweise werden Energiekabelsysteme entsprechend der VDE-Normung aus vorgegebenen Tabellen für verschiedene Kabeltypen und Verlegearten ausgelegt. Dabei wird von einer Kabelauslastung von 100 % ausgegangen. Faktoren wie Belastungsgrad, Bodentemperatur, Bodenbeschaffenheit, zulässige Betriebstemperatur etc. werden dabei mit Hilfe entsprechender Reduktionsfaktoren berücksichtigt und die Strombelastbarkeit ermittelt. Bei dieser Vorgehensweise wird grundsätzlich keine Detailberechnung für einen konkreten Fall durchgeführt und es sind entsprechend Sicherheitsreserven enthalten, welche zu einer niedrigeren nachweisbaren Auslastung führen.

Die FGH führte im Auftrag eines Stadtwerkes thermische Simulationen bezüglich der Strombelastbarkeit von geplanten Energiekabeltrassen durch. Die geplanten Ausführungen der Trassen sind in Abbildung 1 dargestellt. Neben der üblichen Grabenbauweise ist auf einer Teilstrecke eine Spülbohrung zur Unterquerung von Straßen notwendig. Dabei wurde die Tiefenlage der Bohrung variiert.

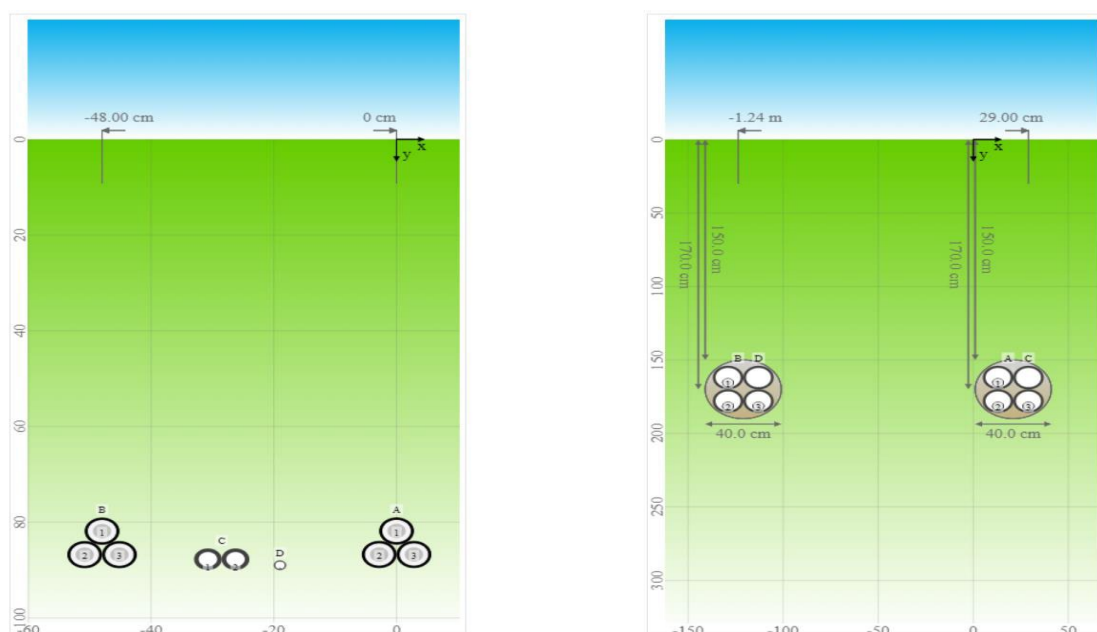


Abbildung 1 Geplante Trassenausführungen, Grabenbauweise (links), Spülbohrung (rechts)

Für eine konservative Betrachtung wurde der Wärmewiderstand des Erdbodens zu 2,5 mK/W und die Erdbodentemperatur zu 20 °C angenommen. Der Lastfaktor wurde gemäß EVU-Last mit $LF=0,7$ angesetzt. Aus den Berechnungen geht hervor, dass eine Spülbohrung zunächst grundsätzlich nachteilig hinsichtlich der Strombelastbarkeit ist, insbesondere wenn keine Rückverfüllung nach Einbringen der Kabel erfolgt oder die

Trassenführung verändert wird. Durch die Erhöhung des Abstandes zwischen den beiden Systemen von 50 cm auf 100 cm und einer Rückverfüllung konnte dieser Effekt minimiert werden, sodass für die Grabenbauweise ein zulässiger Strom von 438 A pro System und für die Ausführung als Spülbohrung 336 A pro System ermittelt wurden. Die Variation der Bohrungstiefe, welche an der tiefsten Stelle 5 m beträgt, zeigt, dass die Strombelastbarkeit von tief liegenden Kabeln weiter absinkt bis auf 282 A pro System. Dadurch ist die Gesamtbelastbarkeit der Trasse auf 282 A limitiert, obwohl im Teilstück in Grabenbauweise höhere Kapazitäten existieren. Zur Optimierung der Kosten lässt sich im Bereich der Grabenbauweise ein kleinerer Querschnitt verwenden.

Ansprechpartner FGH ■ Dr.-Ing. Gregor Brammer

Weitere Tätigkeiten

Im Bereich der klassischen Netzbetriebsmittel wie Kabel, Freileitungen und Transformatoren wurden in der Vergangenheit aus dem Forschungsbereich Energietechnische Anlagen neue Verfahren zur Schadensdiagnostik und Qualitätssicherung in der Produktion entwickelt, die nun auch verstärkt als Dienstleistungen angeboten werden. Ebenso im Markt der Erzeugungsanlagen erfahren Beeinflussungsrechnungen eine aktuell wachsende Nachfrage. Dabei ist es in kurzer Zeit gelungen, die Kompetenzen deutlich zu erweitern im Hinblick auf die Bewertung und Optimierung von Erdungskonzepten sowie der dynamischen Höherauslastung von Energiekabeln nach IEC60287 und IEC60853. Weitere Informationen hierzu finden Sie im Folgenden unter „Ausgewählte Auftragsarbeiten – Energietechnische Anlagen“.

Ansprechpartner FGH ■ Dr.-Ing. Gregor Brammer

Abteilung Netzintegration Erzeugungsanlagen, Speicher und Ladestationen

Das Jahr war u.a. geprägt durch einen deutlichen Anstieg der Installationen von neuen Erzeugungsanlagen, insbesondere von PV-Anlagen im unteren Leistungsbereich. Aber auch der Ausbau von Windenergieanlagen zieht wieder spürbar an. In der Abteilung werden für diese Anlagen neben Konformitätsuntersuchungen – u.a. für anschließende Anlagenzertifizierungen der FGH Zertifizierungsgesellschaft – auch verstärkt elektrische Auslegungsplanungen durchgeführt, um Projektierer frühzeitig bei der normkonformen Betriebsmittelwahl und -auslegung zu unterstützen. Der stark zunehmende Ausbau der Photovoltaik bedarf einer intensiven Beratung der Branche durch die FGH hinsichtlich einer zuverlässigen Anlagenplanung und Netzintegration, wodurch die FGH auch im Dienstleistungsbereich ihrem Anspruch zum Beitrag zu einer technisch qualitativ hochwertigen Transformation der elektrischen Energieversorgungssysteme gerecht wird. Abgeschlossen wird das Portfolio für Projektierer mit den im Rahmen des Konformitätsnachweises erforderlichen Inbetriebsetzungserklärungen und Schutzprüfungen, welche im Kontext eines besonders im Service-Bereich zunehmenden Fachkräftemangels an Bedeutung gewinnt. Zugleich steigt mit dem Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen auch der Bedarf von Verteilnetzbetreibern, ihre Prozesse zum Netzanschlussverfahren zu straffen und insgesamt zu beschleunigen. Hier konnte die FGH ihre bereits vor einigen Jahren begonnenen Kooperationen sowohl mit kleineren Stadtwerken als auch großen Flächenverteilnetzbetreibern verstetigen und weiter ausbauen. Sie unterstützt ihre Kunden bei der Erstellung der TABs, bei Netzanschlussanfragen, beim Handling der Konformitätsnachweise, der Überprüfung bestehender (n-1)-Konzepte sowie auch gezielt im Monitoring der wiederkehrenden Prüfungen.

Erfreulich ist hervorzuheben, dass im Berichtsjahr die Marktposition im Nachbarland Österreich für Leistungen für Projektierer von Erzeugungsanlagen nochmals weiter ausgebaut werden konnte. Hier sind wir vor dem Hintergrund unserer langjährigen Erfahrungen im deutschen Markt ein geschätzter Partner bei Anschlussnehmern, Herstellern und Netzbetreibern.

Ein Highlight des Jahres war der erfolgreiche Abschluss des Beratungsprojekts für den griechischen Übertragungsnetzbetreiber IPTO (Independent Power Transmission Operator), für den wir die nationale Umsetzung des europäischen Netzwerk-Kodizes (RfG – Requirements for Generators) ausgestaltet und ein fortschrittliches Schema für die nationalen Konformitätsnachweisprozesse vorgeschlagen haben.

Ansprechpartner FGH ■ Dipl.-Wirt.-Ing. Frederik Kalverkamp
Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brelie

Abteilung Erzeugungstechnologien und Netzbetriebsmittel

Trotz der insgesamt unsicheren Entwicklung im Marktsegment gasbetriebener Erzeugungsanlagen aufgrund der gesamtpolitischen Lage seit Frühjahr 2022 konnten die für diese Anlagentypen in der Regel relevanten Einzelnachweisverfahren (Anlagenzertifizierung Typ C), die von der Abteilung Erzeugungstechnologien und Netzbetriebsmittel FGH-weit unter Beteiligung drei weiterer Abteilungen koordiniert werden, erfolgreich für eine Vielzahl von Projekten abgeschlossen werden. Zum Ende des Berichtsjahres zieht nun auch wieder die Nachfrage nach diesen Leistungen deutlich an. Hervorzuheben ist hierbei der Abschluss der vorläufigen Zertifizierung zur Inbetriebnahme von zwei Großkraftwerken als besondere netzdienliche Betriebsmittel.

Das Forschungsprojekt OVRTuere (s. Bericht, S. 30) wurde abgeschlossen. Die Abteilung Erzeugungstechnologien und Netzbetriebsmittel war beteiligt, um geeignete Prüfeinrichtungen für Überspannungstests (OVRT, Durchfahren von Spannungserhöhungen) und das entsprechende Testverhalten verschiedener Energieerzeugungstechnologien zu evaluieren. Ein maßgeschneiderter Testplan wurde entwickelt, um die Ergebnisse verschiedener Stromerzeugungstechnologien unter den folgenden Testaufbauten zu vergleichen:

- invertierter LVRT (Low Voltage Ride Through, Durchfahren von Spannungseinbrüchen)
- LC-Schwingkreis
- Netzsimulator
- Längsimpedanz mit Blindleistungsquelle
- Transformatorumschaltung
- Transformatorzuschaltung

Der Vergleich der verschiedenen Testaufbauten und die erfolgreiche Erzeugung von Überspannungsszenarien zeigen, dass die Grundlagen der Konformitätstests gelegt sind und die weit verbreitete Anwendung von OVRT in internationalen Netzstandards im Konformitätsprozess keine grundsätzliche Herausforderung darstellen wird. Basierend auf den durchgeführten Studien im Forschungsprojekt wird empfohlen, zusätzliche Tests in die bestehenden Prüfverfahren für OVRT in die Prüfrichtlinie Technische Richtlinie Nr. 3 der FGW e.V. (FGW-TR3) aufzunehmen. Es wird ferner empfohlen, die OVRT-Anforderung in die geplante Revision der europäischen Netzwerk-Kodizes aufzunehmen, was den Weg für die Aufnahme der Anforderung in die nationalen Implementierungen ebnen könnte.

Deutlich angezogen hat ferner die Nachfrage von Herstellern von Erzeugungsanlagen nach Leistungen zur Grid Code-Analyse, um so ihre Produkte optimal auf die verschiedenen internationalen Zielmärkte auszurichten – sowohl mit Blick auf die technischen Anforderungen als auch auf die Anforderungen an Konformitätsnachweise. Mit Blick auf den letzten Aspekt wurden die Leistungen hierfür um sogenannte Gap-Analysen erweitert, in der die Eignung bestehender Konformitätsnachweise ausgewählter Produkte für weitere Länder untersucht wird. Aufbauend auf diesen Erfahrungen wurden auch Weiterentwicklungen der Nachweisverfahren auf Betriebsmittelebene erarbeitet, die unter anderem in den aktuellen Prozess zur Revision der europäischen Netzwerk-Kodizes eingespeist werden.

Ansprechpartner FGH ■ M.Sc. Mansoor Ali
Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brelie

Zertifizierungsstelle – Prüfungen und Zertifizierungen

Wirtschaftlich blicken wir auf ein sehr erfolgreiches Geschäftsjahr zurück, getragen durch ein kontinuierliches Wachstum im Leistungssegment < 1 MW sowie stark nachgefragter Leistungen für internationale Zielmärkte. Als neues Leistungsangebot wird das mit der NELEV Änderungsverordnung vom 19.07.2022 eingeführte Anlagenzertifikat B unter Auflagen stetig weiterentwickelt und den Kundenbedürfnissen angepasst. Eine weiterhin überaus erfreuliche Auftragsentwicklung in allen Segmenten unterstreicht die Attraktivität der Leistungen der akkreditierten FGH-Zertifizierungsstelle und dient als solide Basis für den weiteren Wachstumskurs. Der Personalstamm im operativen Bereich konnte im abgelaufenen Geschäftsjahr der positiven Geschäftsentwicklung folgend um gut 20 % ausgebaut werden.

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 im Prüflabor die Erweiterung des Akkreditierungssscopes um international gültige Prüfnormen und sichert so die künftige Geschäftsentwicklung gegenüber Schwankungen in nationalen Märkten ab.

Konformitätsnachweisführung im Kontext des EU Netzkodex RfG

Im Bereich der Einheiten- und Komponentenzertifizierung erfolgte ein starker Ausbau im Kontext des EU *Network Codes Requirements for Generators* (RfG). Hierbei konnten neben den bereits seit einigen Jahren etablierten Zertifizierungsprojekten gemäß der deutschen VDE-Normen sowie der entsprechenden Regularien in Spanien nun auch passgenaue Lösungen für Polen entwickelt und erfolgreich in die Umsetzung gebracht werden.

Ausgewählte Auftragsarbeiten

Einen weiteren großen Nachfragesprung verzeichnete die Anlagenzertifizierung C inklusive zugehöriger umfangreicher messtechnischer Untersuchungen, auch Einzelnachweisverfahren genannt, die für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen mit nicht typgeprüften Erzeugungseinheiten gefordert ist.

Beispielhaft für diese Projektkategorie kann die Mitte des Jahres erfolgte Vermessung eines der vier besonderen netztechnischen Betriebsmittel in Deutschland (bnBm), einem 300 MW Gasturbinenkraftwerk, bestehend aus 11 Turbinen mit je 33 MW genannt werden.

Im Bereich der Einheitenzertifizierung konnte u.a. die Zertifizierung des Batteriespeichersystems MR Gridcon PCS 3W erfolgreich abgeschlossen werden, welches neben dem kommerziellen Einsatz auch in einem Forschungsprojekt zur Flexibilisierung im Netzbetrieb durch entkoppelte Ortsnetze zum Einsatz kommt.

Ansprechpartner FGH ■ Dr.-Ing. Mark Meuser

Kurznachrichten – Rückblick 2022

Verleihung des 1. Dr. Karl-Heinz Weck-Preises für herausragende Bachelorstudierende

Am 26. Oktober 2022 verliehen wir im historischen Trafohaus der Stadt Mannheim erstmalig den Dr. Karl-Heinz Weck-Preis für zwei herausragende Bachelorarbeiten im Themengebiet der Energietechnik. Preisträger sind die Studierenden *Wendelin Angermann von der TU Graz* und *Jonas Dilchert von der RWTH Aachen*. Mit einem Preisgeld in Höhe von 1.000 € würdigten die FGH und ihre Mitgliedsunternehmen aus der Energieversorgung und Energietechnik deren besonders wissbegierigen, wissenschaftlichen Einsatz.

Aus insgesamt acht Bewerbungen konnte Jonas Dilchert mit seiner Bachelorarbeit im Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen/ Fachrichtung Elektrotechnik „Experimentelle Untersuchung der Druckentwicklung in NS-Energie-Schaltgerätekombinationen im Störlichtbogenfall unter Berücksichtigung von Kunststoffverdampfung“ hervorstechen. Genauso beeindruckte der 24-jährige Wendelin Angermann die Jury mit den Ergebnissen seiner Bachelorarbeit im Studienfach Elektrotechnik „Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen“, aus der er bei der Preisverleihung berichtete.

Die Rheinische NETZGesellschaft aus Köln hat die Patenschaft für die Auszeichnung übernommen. Ihr Geschäftsführer Dr. Ulrich Groß, zugleich Vorsitzender des FGH-Forschungsbeirates, hob hervor, dass Mitgliedsunternehmen wie auch Preisträger vom gegenseitigen Austausch profitieren.

Die siebenköpfige Jury setzt sich zusammen aus Vertreter:innen von Unternehmen und Universitäten des FGH-Forschungsbeirats und der FGH. In den beiden Preisträgern erkennen sie den Forschergeist von Dr. Karl-Heinz Weck wieder.

Die Preisverleihung stand ganz im Zeichen der Erinnerung an Dr. Wecks Pioniergeist und Arbeitstugenden, „die auch heute noch ihre Berechtigung haben und die Grundpfeiler einer erfolgreichen, soliden beruflichen Entwicklung darstellen. Dazu gehören: technischer Tiefgang, Wissenschaftlichkeit, Praxisbezug, Hartnäckigkeit in der Problemlösung, ein hohes Maß an Pragmatismus und Umsetzungswillen sowie der Fokus auf die relevanten Punkte der elektrischen Energietechnik. Diese Eigenschaften sieht unsere Jury ganz besonders in den Bachelorarbeiten von Jonas Dilchert und Wendelin Angermann“, erklärte Dr. Andreas Olbrich, Vorstand des FGH e.V., während der Verleihung.



Mehmet Çam, Wendelin Angermann, Karola Weck, Patrik Scholz, Ruben Fürst
Dr. Groß Dr. Olbrich
(von links nach rechts)



Preisübergabe
Wendelin Angermann, Prof. Ulbig für Jonas Dilchert, Dr. Olbrich, Dr. Groß
(von links nach rechts)

100. Sitzung des Forschungsbeirates

Im Jahr 1973 fusionierten die Vorgänger-Institutionen der FGH, die *Studiengesellschaft für Höchstspannungsanlagen e.V.* (SfH) und die *400 kV-Forschungsgemeinschaft* zur *Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e.V.*

Im Zuge dessen wurde der Forschungsbeirat der FGH gebildet, der die Initiierung und Durchführung von Forschungsprojekten unterstützt und begleitet. Am 28. April 2022 fand in Mannheim unter dem Vorsitz von Herrn Dr. Ulrich Groß, Rheinische NETZGesellschaft mbH, die 100. Sitzung des Forschungsbeirates statt.



*Der FGH-Forschungsbeirat, FGH-Mitarbeiter und Gäste
im Atrium des Best Western Plus Delta Park Hotels in Mannheim*

Publikationen

Vorträge

Ahmed, S.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 24. – 28.10.22, online
Nachbildung von Betriebsmitteln

Ali, S. M.; Ayadi, Y., Döll, J.; Kaiser, S.; Makki, S. E.; Schowe-von der Brelie, B.: Konferenz "21st Wind Integration Workshop 2023" 13.10.2022, Den Haag
Overvoltage Ride Through (OVRT) Requirements, Testing and Dynamic Grid Support of Power Park Modules (PPMs)

Ali, S. M.; Ayadi, Y., Makki, S. E.; Schowe-von der Brelie, B.: Fachkongress "netz.con" 13.10.2022, Essen
Ergebnisse der FGH-Studie zur Implementierung des RfG NC in den europäischen Mitgliedsstaaten

Ali, S. M.; Schowe-von der Brelie, B.; Tavassoli, P.: Konferenz "21st Wind Integration Workshop 2022" 14.10.2022, Den Haag
Pathways to Equipment Certification - A proposal to accelerate Grid Code Compliance Measures in Europe

Brammer, G.: FGH-Seminar, "Isolationskoordination - Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen", 22. – 24.02.22, online
*Wanderwellen
Überspannungsschutz von Kabelanlagen*

Daun, P.: FGH-Seminar, "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen" 20.09.2022, Aachen
Anlagenberechnung und -zertifizierung und EZA-Modelle

Döll, J.: FGH-Seminar, „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 08. – 17.03.22, online
*Zertifizierung von Energiespeichern und Ladeeinrichtungen
Einzelnachweisverfahren – Zwischen Produkt- und Projektnachweis*

Döll, J.: FGH-Seminar, "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen" 20.09.2022, Aachen
*Anforderungen an Energiespeicher und Ladeeinrichtungen
Einzelnachweisverfahren – Zwischen Produkt- und Projektnachweis*

Garn, T.; Vanselow, A.; Biedermann, C.; Engel, B.; Moser A.: CIRED Workshop on E-mobility and power distribution systems, 02. – 03.06.2022, Porto
FLICKER EMISSION OF ELECTRIC VEHICLE CHARGING IN LOW VOLTAGE GRIDS

Kahlen, C.: FGH-Seminar, Online-Seminar, „Isolationskoordination - Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen“, 22. – 24.02.22, online
Prinzipien der Isolationskoordination und Isolationsbemessung, Einführung

Kalverkamp, F.: FGH-Seminar "Grundlagen der Netzschutztechnik" 08.12.2022, online
Schutzkonzepte für Erzeugungsanlagen in MS- und HS-Netzen

Krahl, S., Pfeifer, P.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 28.03.22 – 01.04.22, online
*Verfahren zur Lastflussberechnung
Randnetznachbildung*

Krahl, S.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 24. – 28.10.22, online
Verfahren zur Lastflussberechnung

Ledwon, S.: FGH-Seminar, „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 08. – 17.03.22, online
*Neue Vorgaben aus der VDE-AR-N 4105
Rechte, Pflichten, Fristen*

Ledwon, S.: FGH-Seminar "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen" 20.09.2022, Aachen

Neue Vorgaben aus der VDE-AR-N 4105

Behandlung von Prototypen-Anlagen

Rechte, Pflichten, Fristen

Ledwon, S.: FGH-Seminar „Sternpunktbehandlung“, 09.11.22, online

Sternpunktbehandlung bei dezentralen Erzeugungsanlagen

Lütke-Lengerich, C.: FGH-Seminar, „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 08. – 17.03.22, online

Behandlung von Prototypen-Anlagen

Meuser, M.: FGH-Seminar, „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 08. – 17.03.22, online

Im Fokus: neue technische Anforderungen in den TARs in a Nutshell

Meuser, M.: FGH-Seminar, "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen" 20.09.2022, Aachen

Im Fokus: neue technische Anforderungen in den TARs in a Nutshell

Pfeifer, P.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 28.03.22 – 01.04.22, online

Randnetznachbildung

Beispiele zur Zustandsestimation

Beispiele zur Lastflussoptimierung

Pfeifer, P.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 24. – 28.10.22, online

Randnetznachbildung

Beispiele zur Randnetznachbildung

Beispiele zur Zustandsestimation

Beispiele zur Lastflussoptimierung

Schowe-von der Brelie, B.: FGH-Seminar "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen" 08. – 17.03.22, online

Aktuelle Richtlinien zur Anschlussbeurteilung von Erzeugungsanlagen

Zertifizierung von Energiespeichern und Ladeeinrichtungen

Grid Code Zertifizierung

Einheiten- und Komponentenzertifikate als Basis der weiteren Nachweisführung

Schowe-von der Brelie, B.: FGH-Seminar "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen" 20.09.2022, Aachen

Aktuelle Richtlinien zur Anschlussbeurteilung von Erzeugungsanlagen

Grid Code Zertifizierung

Einheiten- und Komponentenzertifikate als Basis der weiteren Nachweisführung

Schowe-von der Brelie, B.: Konferenz "Windenergietage (Spreewind) 2022, Forum 3 - Internationale Märkte"

09.11.2022, Linstow

Netzanschlussregeln in Europa. Technische Anforderungen und Nachweisverfahren – Ausgewählte Ergebnisse einer FGH-Studie

Scheefer, C.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 08. – 17.03.22, online

Anlagenberechnung und -zertifizierung und EZA-Modelle

Vanselow, A.: FNN-Infotag, VDE FNN, 24.02.2022, online

Studie Unsymmetrie in der Niederspannung

Vanselow, A.; Moser, A.; Meyer, M.; Stroot, M.; Engel, B.; Biedermann, C.; Meyer, J.; Moeller, F.; Witzmann, R.;

Przibylla, J.: CIRED Workshop on E-mobility and power distribution systems, 02 – 03.06. 2022, Porto

SIMULATION OF THE EFFECTS OF HIGH SHARES OF ELECTRIC VEHICLES ON VOLTAGE UNBALANCE IN THE DISTRIBUTION GRID LEVEL

Vanselow, A.; Krah, S.; Moser, A.; Fröhlich, C.; Wirtz, C.: IEEE PES Innovative Grid Technologies, Novi Sad, 10. – 12. Oktober 2022

Simulation and analysis of a congestion management using a incentive-based preventive load management and load-side flexibilities in the distribution grid

Vennegeerts, H., Pfeifer, P., Kalisch, L.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 28.03.22 – 01.04.22, online

Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung

Rechnerpraktikum Lastflussberechnung

Vennegeerts, H., Pfeifer, P., Kalisch, K., Erle N.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 24. – 28.10.22, online

Rechnerpraktikum Lastflussberechnung

Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung

Waldorf, F.: FGH-Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 17. – 18.05.22, Heidelberg

Schutzkonzepte für Erzeugungsanlagen in MS- und HS-Netzen

Prozesse für die Inbetriebsetzung und Konformitätserklärung

Compliance Monitoring und wiederkehrende Prüfungen

Waldorf, F.: FGH-Seminar "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen" 20.09.2022, Aachen

Prozesse für die Inbetriebsetzung und Konformitätserklärung

Compliance Monitoring und wiederkehrende Prüfungen

Ziegeldorf-Wächter, J.: FGH-Seminar „FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Erfassung und Auswertung“, 15. – 17.02.2022, online

Auswertung der Verfügbarkeitsstatistik

Nutzen und Anwendung der Störungsstatistik

Ziegeldorf-Wächter, J., Vennegeerts, H., Honné, T.: FGH-Seminar „FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Erfassung und Auswertung“, 15. – 17.02.2022, online

Praktische Übungen

Veröffentlichungen

Erle, N.; Krah, S.; Florez, F.; Moser, A.: Parametrierung genetischer Algorithmen für die Bewertung von Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen. EnInnov 2022, 17. Symposium Energieinnovation, Graz / Österreich, 16.-18.02.2022

Ewerszumrode, A.; Erle, N.; Kalisch, L.; Krah, S.; Moser, A.: Verfahren zur Berücksichtigung topologischer Maßnahmen in Redispatchsimulationen. EnInnov 2022, 17. Symposium Energieinnovation, Graz / Österreich, 16.-18.02.2022

Florez, F.; Ahmed, S.; Golestani, N.; Erle, N.; Mesa, S.: Untersuchung der Interoperabilität verschiedener Netzplanungswerkzeuge. EnInnov 2022, 17. Symposium Energieinnovation, Graz / Österreich, 16.-18.02.2022

Kaiser, S.; Eichner, S.; Wirtz, C.; Murglat, M.; Brenner, M.; Lilje, P.; Garcia, C.; Döll, J.; Ayadi, Y.; Bosch, E.: Temporary Overvoltages and their Impact on Grid Security - Final Results from the Joint Research Project OVRTuere, 21th Wind & Solar Integration Workshop, The Hague, 2022

Planic, M.; Brammer, G.; Kahlen, C.: Isolieröluntersuchung - Zustandsbewertung von Isolieröl in Transformatoren mittels Ultraschall. ew 10/2022

Planic, M.; Brammer, G.; Lemmerz, F.; Moser, A.; Schübel, J.: Ultrasonic-based measurement of pre-treated insulating oil samples at defined humidity and temperature levels. VDE-Hochspannungstechnik, VDE/IEEE, November 2022

Vanselow, A.; Krah, S.; Moser, A.; Meyer, M.; Simon, S.; Stroot, M.; Biedermann, C.; Garn, T.; Engel, B.; Przibylla, J.; Witzmann, R.; Möller, F.; Meyer, J.: VDE FNN Studie, Unsymmetrie in der Niederspannung, VDE FNN, Januar 2022

Vanselow, A.; Rapp, M.; Diemert, M.; Bohn, T.: FNN-Studie, Zukunftsfähiger Unsymmetrie-Grenzwert in der Niederspannung, Netzpraxis, Heft 6, Juni 2022

Wirtz, C.; Murglat, M.; Krah, S.; Brenner, M.; Garcia, C.; Moser A.: Untersuchung des Einflusses regionalspezifischer Verteilnetze auf zeitweilige Überspannungsereignisse. EnInnov 2022, 17. Symposium Energieinnovation, Graz / Österreich, 16.-18.02.2022

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, indem sie einheitliche Standards setzt und somit Markteintrittsbarrieren vermindert oder vermeidet. Die europäische Gemeinschaftspolitik verleiht ihr die Rolle eines Instruments bei der Erfüllung wesentlicher Anforderungen aus europäischen Rechtssetzungsakten.

Eine Einflussnahme auf die Entstehung und Weiterentwicklung von Normen ist hierbei 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 Mitgliedsunternehmen haben jedoch leider zu einem spürbaren Rückgang der deutschen Beteiligung an der internationalen Normungsarbeit geführt. An dieser Stelle trägt der Satzungsauftrag der FGH, die Normungsarbeit aktiv mitzugestalten, direkt zum Mitgliedernutzen bei.

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 Lenkungs-gremien 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 FGH sieht diese Aktivitäten zugleich als ein hervorragendes Beispiel, wie durch gemeinschaftlich getragene Aktivitäten kostengünstige Lösungen erreicht werden können. In den vergangenen Jahren haben hierbei insbesondere nationale wie internationale Gremien im Kontext der Netzintegration von Erzeugungsanlagen eine wachsende Bedeutung erfahren.

Standardisierung

CLC TC8X, WG003	Requirements for generating plants to be connected in parallel with 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 K 383	Windenergieanlagen	M. Brennecke
DKE K 434	Messrelais und Schutzeinrichtungen	J. Bünger
IEC TC 57 WG 10	Power system control and associated communications – Power system IED communication and associated data models	M. Zanner
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
IECRE, REMC WG 010	Grid Code Compliance	B. Schowe-von der Brelie

Verbände, Behörden und Wissenschaftliche Vereinigungen

ACER/ENTSO-E	European Stakeholder Committee on Grid Connection	B. Schowe-von der Brelie
BMWK	AG Systemsicherheit der Plattform „zukunftsfähige Energienetze“	S. Krah B. Schowe-von der Brelie
CIREN	Deutsches Komitee	D. Schacht
DAKKS	Sektorkomitee Erneuerbare Energien	M. Meuser
ENTSO-E	Expert Group Harmonization of Product Family Grouping and Acceptance of Equipment Certificates in European Level	B. Schowe-von der Brelie
ENTSO-E	Technical Group Compliance Monitoring and Compliance Testing	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 FAEE	Treffen der Zertifizierungsstellen	C. Lütke-Lengerich
FGW TR8	Arbeitskreis Zertifizierungsverfahren	M. Meuser (Vorsitz) B. Schowe-von der Brelie
FGW TR8	Technische Konformitätsbewertung	M. Brennecke (Vorsitz)
FGW UG	Treffen der Messinstitute	M. Brennecke
FNN im VDE	Arbeitsgruppe EN-Netzschutz	J. Bünger
FNN im VDE	Expertennetzwerk Europäische Netzcodes	B. Schowe-von der Brelie
FNN im VDE	Projektgruppe Automatische Letztmaßnahmen	S. Krah
FNN im VDE	Projektgruppe Einflussgrößen auf die Versorgungszuverlässigkeit (derzeit ruhend)	S. Krah J. Ziegeldorf-Wächter
FNN im VDE	Projektgruppe Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz	M. Schoeneberger
FNN im VDE	Projektgruppe Störungsstatistik	J. Ziegeldorf-Wächter T. Honné
FNN im VDE	Projektgruppe TAR Hochspannung / VDE-AR-N 4120	M. Meuser
FNN im VDE	Projektgruppe Umsetzung Spitzenkappung	S. Krah

LEE e.V.	Landesverband Erneuerbare Energien NRW, 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 (stellv. Vorsitz)
VIK	Projektgruppe Kennzahlen in Industrienetzen (derzeit ruhend)	T. Honné J. Ziegeldorf-Wächter
WindEurope	Working Group Electrification	F. Kalverkamp
WindEurope	Working Group System Integration	F. Kalverkamp

Mitglieder

Übertragungsnetzbetreiber

50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Amprion GmbH, Dortmund

TenneT TSO GmbH, Bayreuth

TransnetBW GmbH, Stuttgart

Verteilnetzbetreiber & Infrastruktur Betreiber

AVU Netz GmbH, Gevelsberg

CURRENTA GmbH & Co. OHG, Leverkusen

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 AG, 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

Vorarlberger Energienetze GmbH, Bregenz / Österreich

wesernetz Bremen GmbH, Bremen

Westnetz GmbH, Dortmund

WSW Netz GmbH, Wuppertal

Elektroindustrie & Infrastruktur Services

BKW Infra Services Europa SE, Radebeul

Hitachi Energy Germany AG, Mannheim

Elektrotechnische Werke Fritz Driescher & Söhne GmbH, Moosburg

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

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

PFISTERER Kontaktsysteme GmbH, Winterbach

PFISTERER Insulators Wunsiedel GmbH, Wunsiedel

Schneider Electric GmbH, Seligenstadt

Siemens Energy Global GmbH & Co. KG, Erlangen

SPIE SAG GmbH, Langen

Tyco Electronics Raychem GmbH, Ottobrunn

Think Tanks & Consultants & Software

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen

CONSENTEC GmbH, Aachen

IPH Institut „Prüffeld für elektrische Hochleistungstechnik“ GmbH, Berlin

PSI Software AG, Berlin

SOPTIM AG, Aachen

umlaut Energy GmbH, Aachen

Korrespondierende Mitglieder

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

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

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

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

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

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

Präsidium

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

Präsident

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

stellv. Präsident

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

Dr.-Ing. Joachim Schneider
Mülheim/Ruhr

Verwaltungsrat

Dipl.-Ing. Sven Behrend
Geschäftsführender Direktor / CEO
BKW Infra Services Europa SE, Radebeul

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

Präsident

Dipl.-Wirtsch. Ing. Ralf Christian
München

Dipl.-Ing. Pascal Daleiden
Vorstandsvorsitzender
Hitachi Energy Germany AG, Mannheim

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

stellv. Präsident

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

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 AG, Darmstadt

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

Dr.-Ing. Hendrik Neumann
CTO
Amprion GmbH, Dortmund

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

Dipl.-Ing. Peter Pfannenstiel
Mitglied der Geschäftsleitung
SPIE Deutschland & Zentraleuropa GmbH, Ergolding

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

Dr.-Ing. Joachim Schneider
Mülheim/Ruhr

Dr.-Ing. Harald Schrimpf
Vorstandsvorsitzender
PSI Software AG, Berlin

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, Spezialfabrik für Elektrizitätswerksbedarf GmbH & Co. Wegberg

Dr.-Ing. Markus Brandl
e-netz Südhessen AG, Darmstadt

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

Dr.-Ing. Arefeh Danesh Shakib
Hitachi Energy Germany AG, Mannheim

Dr. Frank Drumm
Tyco Electronics Raychem GmbH, Ottobrunn

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Lutz Eckenroth
E.ON SE, 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

Dipl.-Ing. Tobias Küter
ENGIE Impact GmbH, Berlin

Dr. Dirk Kunze
50Hertz Transmission GmbH, Berlin

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

Dr.-Ing. Andreas Nolde
BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen

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

stv. Vorsitz

Dr.-Ing. Oliver Scheufeld
SOPTIM AG, Aachen

Dr. Martin Scheufen
Amprion GmbH, Dortmund

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

Dr.-Ing. Christian Schröders
CURRENTA GmbH & Co. OHG, Dormagen

Dr.-Ing. Michael Schwan
Siemens AG, Erlangen

Prof. Dr. sc. Andreas Ulbig
RWTH Aachen University, Aachen

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

Dr.-Ing. Frank Wirtz
Bayernwerk Netz GmbH, Regensburg

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. Laurentiu-Viorel Badicu
TransnetBW GmbH, Stuttgart

Dr.-Ing. Markus Brandl
e-netz Südhessen AG, 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
Westnetz GmbH, Wesseling

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

Dr.-Ing. Bartosz Rusek
Amprion GmbH, Dortmund

Dr.-Ing. Thomas Schlegel
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Erfurt

Dr.-Ing. Adam Slupinski
Siemens AG, Mannheim

Dr. rer. nat. Matthias Ulrich
CAIGOS GmbH, Ettlingen

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

Dr.-Ing. Thomas Weber
Schneider Electric GmbH, Seligenstadt

stellv. Vorsitz

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

Bilanz zum 31. Dezember 2022

Aktiva

	31.12.2022	31.12.2021
	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	8.719	16.929
II. Sachanlagen		
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	7.724	7.724
2. Technische Anlagen und Maschinen	113.941	123.513
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	72.585	42.547
	194.250	173.784
III. Finanzanlagen		
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	314.850	314.850
Summe Anlagevermögen	517.819	505.563
B. UMLAUFVERMÖGEN		
I. Vorräte		
1. In Arbeit befindliche Aufträge	0	9.750
	0	9.750
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	518.836	509.404
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	1.257.389	1.797.752
3. sonstige Vermögensgegenstände	2.668	3.667
	1.778.894	2.310.823
III. Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks		
	2.826.988	2.504.698
Summe Umlaufvermögen	4.605.882	4.825.271
C. RECHNUNGSABGRENZUNGSPOSTEN	19.895	17.310
Bilanzsumme Aktiva	5.143.596	5.348.144

Gewinn- und Verlustrechnung

	2022 ABSCHLUSS (EUR)	2021 ABSCHLUSS (EUR)
1. Umsatzerlöse	3.269.050	4.623.900
Mitgliedsbeiträge	705.000	710.300
Auftragsforschung	888.200	1.795.600
Öffentliche Zuschüsse	598.000	1.108.700
Wissenschaftliche Veranstaltungen	417.000	394.700
Weiterbelastungen Intercompany	646.000	599.500
Sonstige	14.850	15.100
2. Bestandsveränderungen (+/-)	-9.750	-312.800
GESAMTLEISTUNG	3.259.300	4.311.100
3. Direkte Projektkosten	-623.200	-643.700
ROHERTRAG	2.636.100	3.667.400
4. Sonstige betriebliche Erträge	61.700	28.100
5. IPV	544.000	544.000
6. Personalaufwand	-2.906.100	-2.846.700
Löhne und Gehälter	-2.283.250	-2.438.100
Sonstige Abgaben u. Aufwand für Altersvorsorge	-622.850	-408.600
7. Abschreibungen	-31.300	-29.000
8. Sonstige Aufwendungen für Vereinsbetrieb	-855.900	-863.700
Verwaltungsnebenkosten	-283.200	-293.000
IPV durchlaufender Posten	-544.000	-544.000
Reisekosten	-28.700	-26.700
9. Erträge aus Beteiligungen	600.000	0
10. Steuern vom Einkommen und Ertrag	-3.500	-4.300
ERGEBNIS NACH STEUERN	45.000	495.800
11. Sonstige Steuern	0	-24.800
JAHRESÜBERSCHUSS	45.000	471.000