

Jahresbericht 2018



Herausgeber

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

Hauptsitz Mannheim

Besselstraße 20-22
68219 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 2019

FGH-Kurzbeschreibung

Adresse	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. FGH e.V. Besselstraße 20-22, 68219 Mannheim (Hauptsitz) Roermonder Straße 199, 52072 Aachen
Rechtsform	Eingetragener Verein ■ Amtsgericht Mannheim ■ VR 827
Historie	2015 Umzug vom Hallenweg 40 (Rheinau) in die Besselstraße 20-22 (Mallau) 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	31 Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft 19 Unternehmen der Elektroindustrie und Dienstleister 13 Korrespondierende Mitglieder
Zweck	Wissenschaftliche Untersuchung und Klärung aller Fragen und Probleme, die bei der Planung, dem Bau und dem Betrieb von Stromversorgungsanlagen, insbeson- dere auf den Gebieten der Hochspannungs- und Hochstromtechnik, auftreten. Die Tätigkeit der FGH soll die Leistungsfähigkeit und Sicherheit der Versorgung mit elektrischer Energie fördern und richtet sich auf die Fortentwicklung und Erhaltung des hohen technischen Standes der Stromversorgungsanlagen und der industriellen Erzeugnisse. Der Verein verfolgt ausschließlich und unmittelbar gemeinnützige Zwecke der technischen Entwicklung im Sinne der §§ 51 bis 68 der Abgabenordnung 1977.
Organe und Gremien	Mitgliederversammlung ■ Verwaltungsrat ■ Präsidium ■ Vorstand ■ Forschungsbeirat
Präsident	Dr.-Ing. Alexander Montebaur
Vorstand	Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
Forschungsbeirat	Vertreter der Elektrizitätswirtschaft, der Elektroindustrie und von Hochschulen beraten die FGH bei der Planung und Durchführung ihrer Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.
Personal	80 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in der gesamten FGH

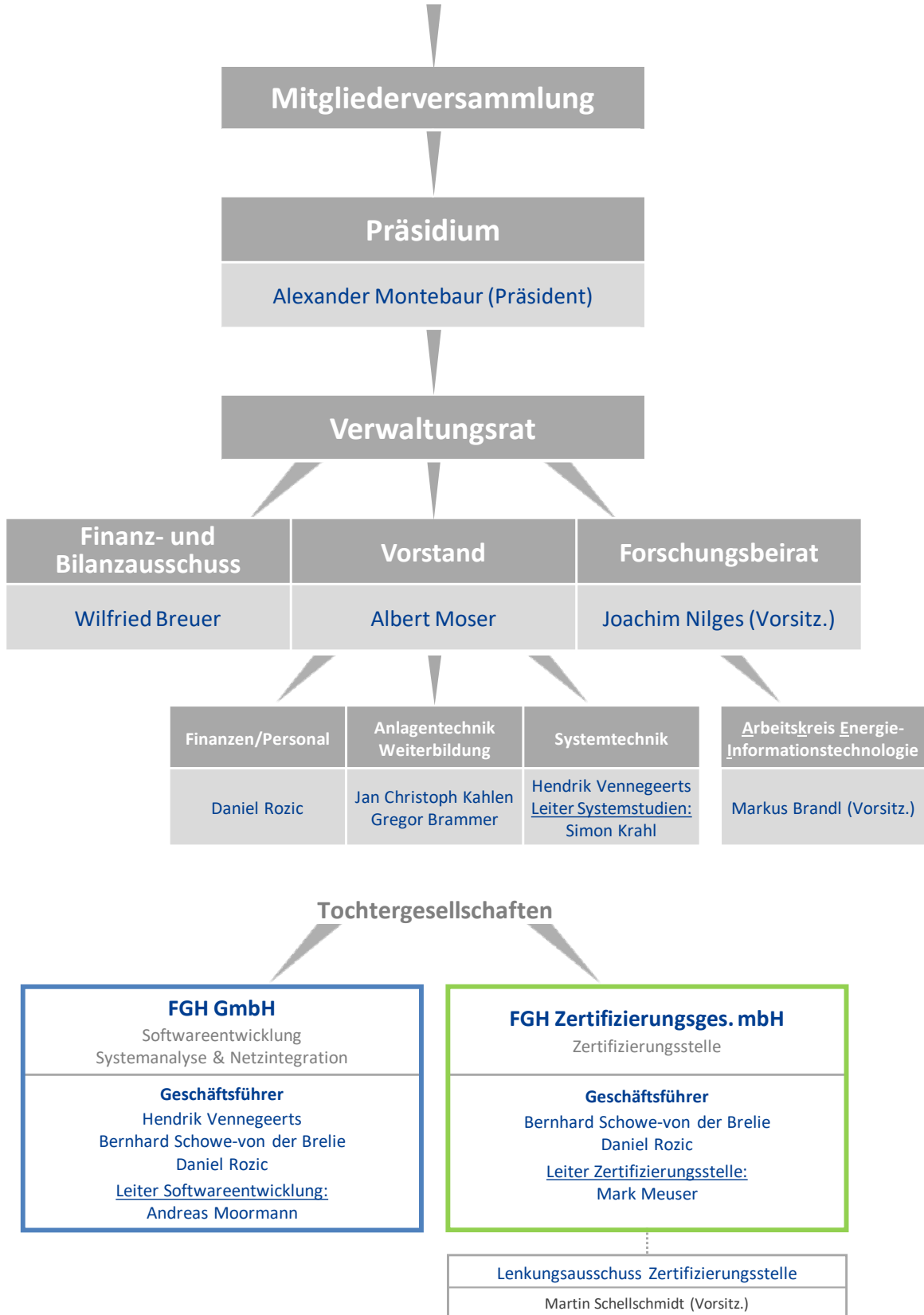
Inhalt

FGH-Kurzbeschreibung	I
FGH-Organigramm.....	IV
Bericht des Vorstands.....	1
Bericht des Verwaltungsrats.....	2
Mitgliederservice	3
Forschung und Entwicklung.....	4
▪ Übersicht	4
▪ ENSURE – Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende	6
▪ U-Control – Technische Wirksamkeit, Robustheit und Wirtschaftlichkeit neuer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Verteilnetzen mit starker dezentraler Einspeisung	14
▪ Raumoptimierte Freileitungen – CompactLine	20
▪ NetzHarmonie – Optimierte Effizienz und Netzverträglichkeit bei der Integration von Erzeugungsanlagen aus Oberschwingungssicht	23
▪ enera – Teilprojekt: Simulation und Bewertung effizienter Betriebskonzepte für aktive Verteilnetze.....	35
▪ CableCop - Diagnose-Guide zur Behandlung der Auswirkungen von Verkabelung im deutschen Höchstspannungsnetz..	46
▪ 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	50
▪ PROMOTioN – PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks.....	51
▪ PLANET – Planning and operational tools for optimising energy flows and synergies between energy networks.....	55
▪ Systemzustandsprognose und -bewertung für die Betriebsplanung elektrischer Übertragungsnetze unter Berücksichtigung von Unsicherheiten	59
Weiterbildung.....	60
Promotionen.....	64
Studentische Arbeiten	65
Auftragsarbeiten – FGH e.V., FGH GmbH und FGH Zertifizierungsges. mbH	67
▪ Übersicht Auftragsforschung FGH e.V.	67
▪ Ausgewählte Auftragsarbeiten der FGH GmbH	70
▪ Ausgewählte Auftragsarbeiten – FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH.....	73
Bericht Tätigkeiten – Überblick FGH GmbH	75
Bericht Tätigkeiten – Überblick FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH.....	77
Kurznachrichten – Rückblick 2018.....	78
Publikationen.....	80
Gremienarbeit	84
Mitglieder	88
Präsidium.....	92
Verwaltungsrat	93

Forschungsbeirat	95
Jahresabschluss	98
▪ Bilanz zum 31. Dezember 2018	98
▪ Gewinn- und Verlustrechnung	100

FGH-Organigramm

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.



Bericht des Vorstands

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

auch im Jahre 2018 widmeten sich die Forschungsaktivitäten in der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft e.V. (FGH e.V.) den vielfältigen wissenschaftlichen Fragestellungen, die durch die Energiewende aufgeworfen werden. Wiederum ein bedeutender Forschungsschwerpunkt war die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen, vermehrt aber auch von neuartigen Verbrauchern, wie Ladesäulen für Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen, in die Verteilernetze, vor allem die hieraus resultierenden Forschungsfragen zu Spannungshaltung, Netzausbaubedarf, Oberwellen, Marktintegration und Digitalisierung. Weitere Forschungsschwerpunkte waren moderne Übertragungstechnologien wie Gleichstrom-Offshore-Netze, Erdkabel im Übertragungsnetz sowie raumoptimierte Freileitungen. Auch im laufenden Jahr 2019 werden uns die meisten dieser Fragestellungen weiter begleiten.

Die FGH e.V. hat dabei Ergebnisse oder Zwischenergebnisse ihrer Arbeit in 14 wissenschaftlichen Beiträgen veröffentlicht. Hinzu kamen zahlreiche Vorträge auf Konferenzen, Workshops, Seminaren oder zu anderen Gelegenheiten. Im Rahmen dieser Forschungsaktivitäten schloss Herr Dr.-Ing. Oliver Scheufeld seine Dissertation „Systemzustandsprognose und -bewertung für die Betriebsplanung elektrischer Übertragungsnetze unter Berücksichtigung von Unsicherheiten“ erfolgreich ab. Ebenso entstanden im Rahmen unserer Forschungsaktivitäten fünf Bachelor- und drei Masterarbeiten.

Mit diesem Jahresbericht verfolgen wir nicht nur das Ziel, Sie in kurzer, aber umfassender Form über diese Arbeiten und ihre Ergebnisse zu informieren. Gleichzeitig laden wir Sie zu Feedback, Anregungen oder Rückfragen hierzu ein. Der Bericht führt daher an entsprechender Stelle unsere Ansprechpartner an.

Der Weiterbildungsbereich der FGH e.V. hat in 2018 einen Umsatzeinbruch verzeichnet. Einige Seminare mussten sogar wegen mangelnden Zuspruchs abgesagt werden. Zurzeit erarbeiten wir mit Unterstützung unserer Gremien und Mitglieder ein strategisches Konzept, um unseren Weiterbildungsbereich an die sich wandelnden Bedürfnisse der Branche anzupassen. Aus dem Feedback unserer Seminarteilnehmer, aber auch unserer Gremien wissen wir, dass der hohe Anspruch unserer Seminare geschätzt und unser Seminarangebot als Mehrwert für unsere Mitglieder gesehen wird.

Die Geschäftsentwicklung der verschiedenen Dienstleistungen in unseren Tochtergesellschaften FGH GmbH und FGH-Zertifizierungsgesellschaft mbH verlief in 2018 überdurchschnittlich erfreulich. Die erwirtschafteten Gewinne stehen zukünftig auch dem Verein zur Finanzierung seiner Aufgaben zur Verfügung.

In eigener Sache darf ich erwähnen, dass mir 2018 der Heinrich-Hertz-Preis des Karlsruher Instituts für Technologie und der EnBW-Stiftung verliehen wurde, bei dem die Juroren in ihrer Begründung auch auf die Arbeit der FGH e.V. verwiesen haben.

Für die erfahrene Unterstützung möchte ich mich bei den Mitgliedsunternehmen und Kooperationspartnern bedanken. Ich freue mich auf die weitere Zusammenarbeit mit Ihnen!

Ihr Vorstand der FGH e.V.

gez. Prof. Albert Moser

Bericht des Verwaltungsrats

Verwaltungsrat und Präsidium der FGH haben während ihrer Sitzungen am

7. Februar 2018 in Köln

4. Mai 2018 in Frankfurt/M.

23. November 2018 in Frankfurt/M.

die wesentlichen Fragen, die sich aus dem Betriebsablauf während des Jahres 2018 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 2018 wurde entsprechend der Bestellung durch die Mitglieder von

FIDAIX SCHULER & KOLLEGEN GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft / Steuerberatungsgesellschaft
Aachen

geprüft und mit Datum vom 29. März 2019 uneingeschränkt bestätigt.

Mannheim, im April 2019

Der Verwaltungsrat

Mitgliederservice

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

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

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

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

unterstützen wir die Verteidigung dieser Position.

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

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

Forschung und Entwicklung

Übersicht

Öffentlich geförderte Forschungsprojekte

BMBF

Verbundvorhaben ENSURE - Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

BMWi

U-Control - Teilprojekt: Handlungsempfehlungen für den sicheren und stabilen Betrieb von Verfahren zur statischen Spannungshaltung

NetzHarmonie - Teilprojekt FGH: Optimierte Modelle für Erzeugungsanlagen und Netz für Oberschwingungssimulation und Anschlussbewertung

Raumoptimierte Freileitungen - compactLine

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

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

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

EU

PROMOTioN - PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks

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

Projekte, die im Jahr 2018 in der Verhandlung waren und in 2019 begonnen werden, sind in der Übersicht nicht enthalten.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

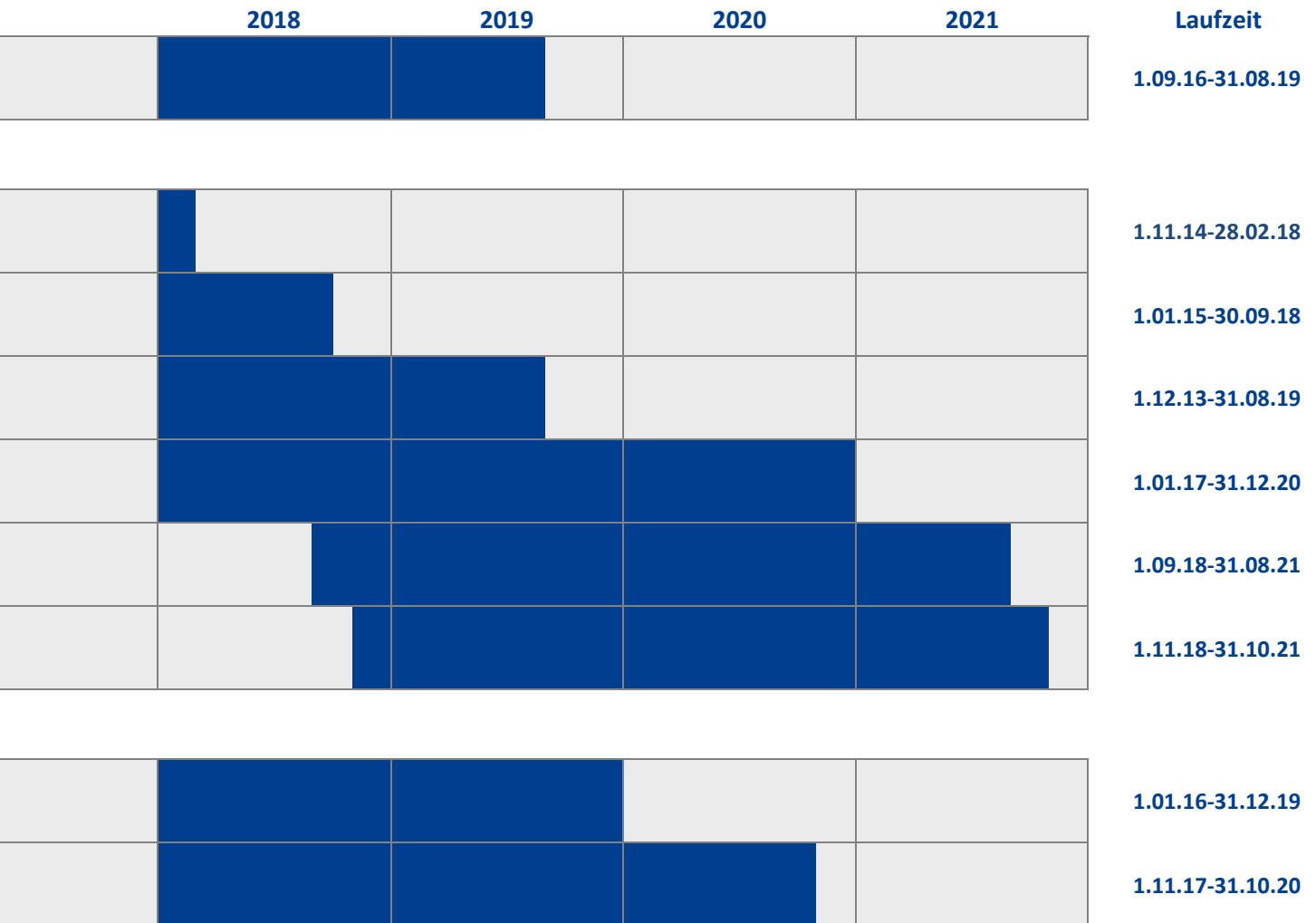
**

GEFÖRDERT VOM



*** Projects funded
by the European
Commission.





Öffentlich geförderte Forschungsprojekte

ENSURE – Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

BMBF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.09.2016 – 31.08.2019

Das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderte Projekt ENSURE ist Bestandteil der Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“ in der gemeinsam von Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft technologische und wirtschaftliche Lösungen für den Umbau des Energiesystems entwickelt werden.

Die FGH wird in Zusammenarbeit mit 22 weiteren namhaften Verbundpartnern daran teilhaben, dass ENSURE einen substantiellen Beitrag zu einer Optimierung des zukünftigen Energiesystems leistet.

Zusammenfassung und Ziele von ENSURE

„Wie viel Netz brauchen wir in Deutschland und wie können wir die optimale Netzstruktur bauen? Noch weiß keiner, wie diese Netzstruktur aussehen muss, wenn wir 80 bis 90 % des Stroms aus Erneuerbaren Energien realisieren. Darauf sucht das Projekt ENSURE jetzt Antworten“, sagte die damalige Bundesforschungsministerin Johanna Wanka bei einer Rede am 13. Oktober 2016 in Jülich. Dieser Bericht stellt nach einer kurzen Zusammenfassung der Ziele des gesamten Projektes ENSURE die Forschungsschwerpunkte der FGH innerhalb des Projektes vor und zeigt erste Ergebnisse.

Das Kopernikus-Projekt ENSURE verfolgt mit einem ganzheitlichen systemischen Ansatz das Ziel, neue Energienetzstrukturen für die Energiewende zu erforschen und bereitzustellen. Die bis zum Jahr 2050 angestrebten energiepolitischen Bestrebungen und Klimaschutzziele der Bundesregierung („50-80-80“) machen den Transformationsprozess der derzeitigen Energielandschaft unumgänglich. Diese veränderten Rahmenbedingungen erfordern einerseits tiefgreifende Anpassungen der elektrischen Energieversorgung, andererseits eine Kopplung verschiedener Energieträger und damit eine Kopplung von Strom-, Gas-, Wärme- und Verkehrssektor. Im Rahmen von ENSURE wird hierfür eine umfassende Energiesystemoptimierung unter Berücksichtigung aller relevanten Energieträger und der dazugehörigen Infrastruktur vorgenommen.

Zu diesem Zweck klären die beteiligten Projektpartner als wichtigstes Hauptziel, wie zentrale und dezentrale Energieversorgungselemente im Gesamtsystem ausgestaltet sein müssen, um eine zuverlässige und sichere Energieversorgung unter technischen und sozioökonomischen Gesichtspunkten sowie Aspekten der Akzeptabilität gewährleisten zu können. Die Erforschung neuartiger stabiler Systemführungskonzepte auf Basis innovativer Informations- und Kommunikationstechnologien rückt dabei ebenso in den Fokus wie die Etablierung neuer Technologien zur Leistungsübertragung, Produktion, Beschaffung, Verteilung und Verarbeitung von Daten/Informationen.

Zusammen mit dem, vor allem dezentralen, massiven Zubau von erneuerbaren Energieanlagen (EE-Anlagen) und dem zunehmenden Stromverbrauch, u.a. durch E-Mobility und Power-to-X-Anwendungen in den unterlagerten Spannungsebenen, führt dies dazu, dass in ENSURE neue Energienetzstrukturen gedacht werden, um die zukünftigen, häufig dezentralen, aber auch verbleibenden zentralen bzw. überlagerten Stromversorgungselemente (insbesondere große Verbraucher und Übertragungsnetze für gesamtheitlich zweckmäßigen Stromhandel und Bilanzausgleich) sinnvoll miteinander zu verbinden. Die genannten Entwicklungen auf der Lastseite und beim EE-Ausbau sind dabei im Besonderen zu berücksichtigen und führen neben dem Kohle- und Kernenergieausstieg dazu, dass zukünftige Flexibilitätspotentiale aus Erzeugung und Verbrauch hauptsächlich dezentral angeschlossen sind, so dass es eine Verschiebung dieser Flexibilitätspotentiale aus dem Übertragungsnetz (ÜN) in die Verteilnetze geben wird.

Ziele der FGH in Cluster 3

Die beschriebenen Systemänderungen führen zu neuen Herausforderungen im Netzbetrieb, die im Rahmen des Forschungsvorhabens ENSURE untersucht werden.

Zusammenspiel zentraler und dezentraler Strukturen

Um das Zusammenspiel zentraler und dezentraler Stromversorgungselemente zu einem Gesamtsystem und die Auswirkungen einer möglichen lokalen Bilanzierung analysieren zu können, hat die FGH in Zusammenarbeit mit verschiedenen Partnern eine Definition für dezentrale Strukturen im ENSURE-Projekt eingebracht, die bereits im Jahresbericht 2017 vorgestellt wurde. Im Rahmen der weiteren Arbeiten der FGH wurden im letzten Jahr erste exemplarische Untersuchungen zum Fahrplan und Flexibilitätsband sowie derer Zuverlässigkeit durchgeführt. Dazu wurden auf Basis eines synthetisch generierten Verteilnetzes (Bild 1) verschiedene Berechnungen durchgeführt.

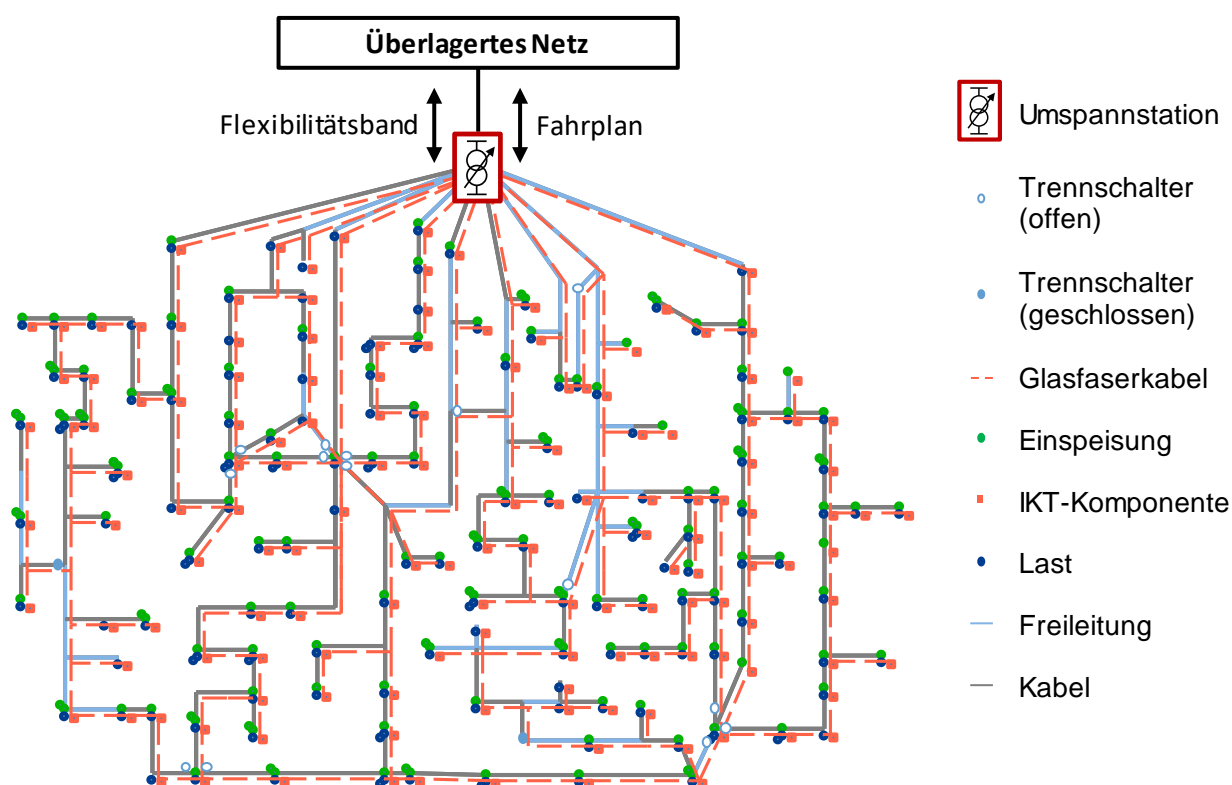


Bild 1 Synthetisches Verteilnetz für exemplarische Berechnungen

Bei dem in Bild 1 dargestellten Verteilnetz handelt es sich um ein 10 kV-Mittelspannungsnetz mit 189 Knoten und 202 Zweigen. Sowohl die Netzstrukturdaten, als auch die Zeitreihen für Lasten und Einspeisungen basieren dabei auf [2]. Grundsätzlich hat das Netz bereits mehr Erzeugungseinheiten angeschlossen, als ohne Einspeisemanagement (ESM) technisch möglich wäre. Daher ist zu einigen Zeitpunkten bereits im Grundzustand Engpassmanagement notwendig. Für die exemplarischen Untersuchungen wurden lediglich Erzeugungseinheiten, die mittels ESM gesteuert werden können, berücksichtigt. Das IKT-System basiert auf Lichtwellenleitern in einer Ring-Topologie und liegt parallel zu den Stromleitungen.

Zur Berechnung des Fahrplans und Flexibilitätsbandes wurde ein exemplarischer Tag, mit der in Bild 2 (links) dargestellten Netznutzung, ausgewählt.

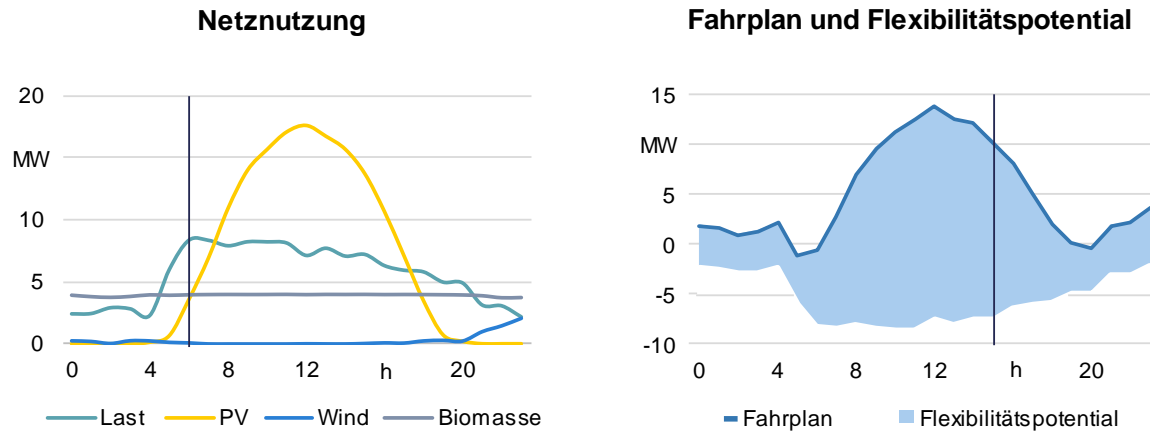


Bild 2 Netznutzung und Flexibilitätspotential für einen exemplarischen Tag

Der ausgewählte Tag zeichnet sich durch eine hohe PV-Einspeisung, mit der klassischen PV-Kurve aus. Darüber hinaus ist eine konstante Einspeisung durch Biomasse Kraftwerke und kaum Einspeisung durch WEA vorhanden.

Der daraus resultierende Fahrplan (dunkelblau) und das Flexibilitätsband (hellblau) sind auf der rechten Seite von Bild 2 dargestellt. In den nun folgenden Untersuchungen wurde der Zeitpunkt 6 Uhr bewertet. Diese Stunde zeichnet sich durch eine noch geringe PV-Einspeisung und eine hohe Last aus, so dass sich ein Fahrplanwert von 0.625 MW und ein negatives Flexibilitätspotential von 7.734 MW ergibt.

Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems

Da für die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems das Zusammenspiel aller DS entscheidend ist, unterteilen sich die Forschungsvorhaben der FGH in Cluster 3 in zwei Bereiche. Zum einen wird die Zuverlässigkeit einzelner DS hinsichtlich der Einhaltung des Fahrplanwertes sowie der Bereitstellung des Flexibilitätsbandes untersucht und zum anderen wird die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems im Zusammenspiel mit den vielen dezentralen Strukturen bewertet, wobei der Fokus auf Regelleistungsdimensionierung und -erbringung liegt.

Tabelle 1 Zuverlässigkeitskennndaten des Primär- und IKT-Systems

Komponente	Ausfallhäufigkeit [1/a, 1/(a*km)]	Aus-Dauer [h]
Freileitung	0.0197	2.4
Kabel-XPLE	0.0013	3.8
Kabel-Papier	0.0027	2.8
Trennschalter	0.0001	1.4
Leistungsschalter	0.0020	6.0
Sammelschiene	0.0001	2.0
Transformator	0.0044	2.3
Datenverarbeitungsobjekt	(0.026 / 0.016) *	4 **
Lichtwellenleiter	0.004	6 **

* (Funktionsfehler / Kommunikationsfehler)

** Erwartungswert

Zuverlässigkeit einzelner dezentraler Strukturen

Nachdem bereits der Fahrplan und das Flexibilitätsband bestimmt wurden, wird im nächsten Schritt die Zuverlässigkeit dieser bewertet. Dazu wurde der Zeitpunkt 6 Uhr ausgewählt. Die Zuverlässigkeitskenn-daten des Primär- und IKT-Systems sind in Tabelle 1 dargestellt, weiterhin ist die Einspeisung durch EE-Anlagen, im Falle eines IKT-Fehlers, auf 80 % begrenzt. Die Zuverlässigkeit der EE-Anlagen wird in den folgenden Untersuchungen nicht berücksichtigt.

Die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung sind in Bild 3 dargestellt. Auf der rechten Seite sind die Abweichung des Fahrplanwertes als relative Häufigkeitsverteilung und auf der linken Seite das maximale Flexibilitätspotential als kumulierte Häufigkeitsverteilung dargestellt.

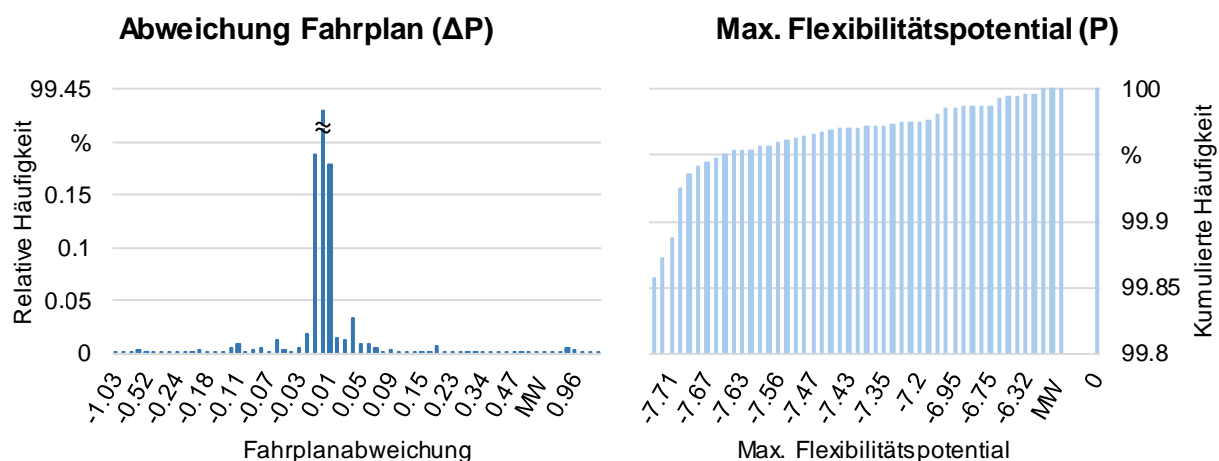


Bild 3 Zuverlässigkeit von Fahrplan und Flexibilitätsband

Die Zuverlässigkeit des Fahrplans beträgt 99.43 % mit einer maximal positiven sowie negativen Abweichung von ca. 1 MW, jedoch nur mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit.

Die Zuverlässigkeit des maximal negativen Flexibilitätspotentials beträgt 99.85 %, wobei das geringste negative Flexibilitätspotential 5.94 MW beträgt. Das bedeutet, dass eine maximale Abweichung von ca. 23 % möglich ist.

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse, dass die Zuverlässigkeit des Flexibilitätspotentials grundsätzlich sehr hoch und damit die Bereitstellung von Flexibilität aus dezentralen Strukturen möglich ist. Nichtsdestotrotz sind die Abweichungen größer als die aktuellen Dimensionierungsstandards der Regelleistungsreserve von 4 Stunden pro Jahr und müssen somit bei der Dimensionierung von Regelleistung berücksichtigt werden.

Zuverlässigkeit des Gesamtsystems

Die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems wird zukünftig vor allem durch das oben bereits angesprochene Zusammenspiel von dezentralen und zentralen Strukturen geprägt. Dieses Zusammenspiel lässt sich, wie bereits bei der Definition dezentraler Strukturen dargestellt, im Wesentlichen auf den Fahrplan und das Flexibilitätsband der dezentralen Struktur an der Schnittstelle zum überlagerten Netz reduzieren. Die Ergebnisse aus der Zuverlässigkeitsbetrachtung einzelner dezentraler Strukturen sind bei der Betrachtung des Gesamtsystems somit zu aggregieren. Neben den dezentralen Strukturen wird es zukünftig auch noch zentrale Elemente wie z.B. große Wind- und PV-Parks, Gaskraftwerke, HGÜ-Converter, große (Industrie-) Lasten geben, die direkt im überlagerten Netz angeschlossen sind und somit bei der Zuverlässigkeit des Gesamtsystems ebenfalls zu berücksichtigen sind.

Im Rahmen der Forschungsarbeiten der FGH in Cluster 3 soll die Betrachtung der Zuverlässigkeit aus Sicht des Gesamtsystems auf die Bewertung des Regelleistungsbedarfs im zukünftigen Übertragungsnetz im Zusammenspiel mit den dezentralen Strukturen abstrahiert werden. Insbesondere der Einfluss der DS auf den Regelleistungsbedarf im zukünftigen System ist zu untersuchen. Der Einfluss der verbleibenden zentralen Elemente im zukünftigen Stromversorgungssystem ist dabei allerdings nicht zu vernachlässigen.

Die geplanten Untersuchungen des Regelleistungsbedarfs im zukünftigen System dezentraler und zentraler Strukturen erfordern dabei die Betrachtung des Regelleistungskonzepts an sich, der Regelleistungsdimensionierung und der Regelleistungserbringung.

Zunächst stellt sich die Frage, ob eine Unterteilung in verschiedene Regelstufen wie bei dem heutigen System aus Frequency Containment Reserve (FCR), automatischer und manueller Frequency Restoration Reserve (FRR) und Replacement Reserve (RR) [3], auch zukünftig noch geeignet bzw. notwendig ist. Die zukünftig wachsende Anzahl an Regelleistungserbringern mit hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten (insbesondere bei Erbringung aus leistungselektronisch angeschlossenen EE-Anlagen) sowie mögliche kürzere Vorlaufzeiten (<15 min) am Intra-Day Markt ermöglichen, dass langsame Regelleistungsqualitäten wie die manuelle FRR oder die RR von der schnelleren automatischen FRR übernommen oder am Markt ersetzt werden können. Hier erfolgte die Aufteilung der Regelstufen insbesondere aufgrund der unterschiedlichen Eignung der Regelleistungserbringer.

Bei der Unterscheidung zwischen FCR und FRR sollen insbesondere unterschiedliche Regelleistungsursachen (stochastisch vs. deterministisch) abgedeckt werden. Darüber hinaus ist die Wiederbereitstellung der FCR, mittels der Ablösung durch die FRR, für weitere Ausfälle ein wesentlicher Unterteilungsgrund, weshalb eine Trennung zwischen FCR und FRR auch zukünftig sinnvoll ist. Da die FCR für das gesamte europäische Verbundnetz durch die ENTSO-E bestimmt wird (aktuell 3 GW was dem gleichzeitigen Ausfall zweier großer Kraftwerksblöcke entspricht) soll im Folgenden nur noch die FRR betrachtet werden, da hier den Übertragungsnetzbetreibern ein gewisser Gestaltungsspielraum eingeräumt wird [3].

Für die Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs (nur FRR) wird ein bestehendes Verfahren [4] zur dynamischen Bestimmung des Bedarfs an FRR weiterentwickelt. Das Verfahren ermöglicht es für einen relevanten Netzausschnitt (z.B. eine Regelzone) den notwendigen Regelleistungsbedarf zu bestimmen. In dem Verfahren werden die verschiedenen Ursachen für Bilanzabweichungen – Prognosefehler der Last und der Erzeugung aus Wind und PV sowie Kraftwerksausfälle, Fahrplansprünge und Lastrauschen – abgebildet. Dieses Verfahren wird nun so weiterentwickelt, dass zusätzlich der Einfluss unterlagerter Strukturen, die aus Sicht des Übertragungsnetzes über einen Fahrplan (Übergabewert an der Schnittstelle unterlagertes zum überlagerten Netz) sowie ein Flexibilitätsband (maximales negatives und positives Flexibilitätspotential an der Schnittstelle) abgebildet werden (s. Abschnitt Zuverlässigkeit einzelner Strukturen) berücksichtigt, da der Fahrplan mit Unsicherheiten behaftet ist und somit Bilanzabweichungen bedingen kann. Aus historischen Daten und den entwickelten bzw. neu parametrisierten Modellen für die einzelnen Einflussfaktoren werden dann für jeden Übertragungsnetzknotten mit Hilfe einer Monte-Carlo-Simulation Szenarien von Bilanzabweichungszeitreihen entwickelt. Eine Bilanzabweichungszeitreihe bildet dabei die Summe der einzelnen Bilanzabweichungen der oben genannten Ursachen im Zeitverlauf ab. Zeitliche (mittels Zeitreihenentwicklung über Übergangsmatrizen und Markov-Ketten) und geographische (mittels Copula) Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Parametern werden dabei ebenfalls berücksichtigt

Die Bilanzabweichungszeitreihen werden dann je Szenario für alle Knoten im zu betrachtenden Netzausschnitt aufsummiert. Aus der sich anschließend ergebenden Häufigkeitsverteilung von Bilanzabweichungen über alle Szenarien im Zeitbereich, für den der Regelleistungsbedarf bestimmt werden soll, kann dann

unter Verwendung eines vorgegebenen Sicherheitsniveaus der Regelleistungsbedarf im betrachteten Zeitintervall und Netzbereich bestimmt werden (siehe Bild 4).

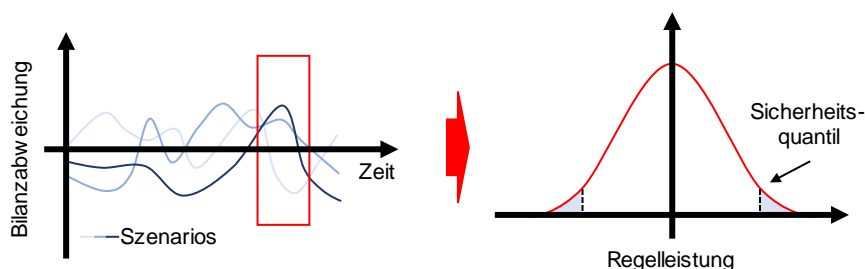
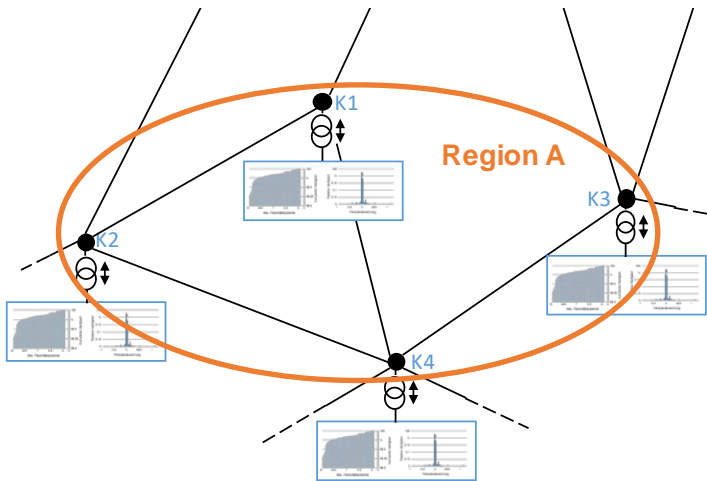


Bild 4 Bestimmung des Regelleistungsbedarfs für ein Zeitintervall

Neben dem Einfluss auf die Bestimmung des Regelleistungsbedarfs hat die Zuverlässigkeit der unterlagerten Strukturen bzw. die Zuverlässigkeit des Fahrplans und Flexibilitätsbands auch einen Einfluss auf die Regelleistungserbringung/-vorhaltung. Da, wie oben bereits beschrieben, keine 100 % Zuverlässigkeit mehr gegeben ist, muss die Zuverlässigkeit des Fahrplans und Flexibilitätsbands hier ebenfalls berücksichtigt werden. Dies führt zu veränderten Voraussetzungen bei der Regelleistungsbeschaffung und somit zu Anpassungsbedarf bei dem zukünftigen Vorgehen zur Regelleistungsbeschaffung. Hierzu wird im Rahmen des entwickelten Verfahrens zur Berücksichtigung unterlagerter Flexibilitäten bei der FRR eine Methode erarbeitet, welche die Zuverlässigkeit des Flexibilitätspotentials bei der Dimensionierung der Regelleistungsvorhaltung berücksichtigt. Erste Berechnungen zeigen, dass die tatsächliche Unsicherheit der unterlagerten Strukturen größer ist als die oben genannten 4 h/a, so dass die Berücksichtigung der Zuverlässigkeit der unterlagerten Strukturen notwendig ist. Erste Untersuchungen zeigen, dass eine höhere Vorhaltung in Summe über die unterlagerten Strukturen notwendig ist, um die Unsicherheiten bei der Flexibilitätsbereitstellung auszugleichen. Verdeutlicht werden soll dies an einem Beispiel (Bild 5):

Angenommen für eine Region A mit vier Knoten (K1, K2, K3, K4), an denen sich jeweils eine unterlagerte Struktur, welche über einen Fahrplan sowie ein Flexibilitätsband abgebildet wird, befindet, wurde in Summe über die Knoten ein Regelleistungsbedarf von 40 MW bestimmt. Die Strukturen an den Knoten können jeweils mit einer Wahrscheinlichkeit von 99,85 % ein bestimmtes Flexibilitätspotential bereitstellen (s. Tabelle in Bild 5). D.h. für eine Struktur besteht eine Wahrscheinlichkeit von 0,25 % bzw. 21,9 h/a, dass das angegebene Flexibilitätspotential nicht abgerufen werden kann. Die Wahrscheinlichkeit, dass zwei Strukturen gleichzeitig das angegebene Flexibilitätspotential nicht bereitstellen können, beträgt somit $0,25 \% * 0,25 \% = 0,0625 \%$ bzw. ca. 0,05 h/a und liegt somit deutlich über dem heutigen Sicherheitsniveau bei der Regelleistungsbedarfsbestimmung und kann daher vernachlässigt werden.

Bei einer Forderung nach annähernd 100 %-iger Sicherheit bei der Vorhaltung ist dann über alle unterlagerten Strukturen in der betrachteten Region hinweg so viel Regelleistung vorzuhalten, dass der Ausfall der gesamten Erbringung aus einer einzelnen Struktur nicht zu einem Defizit bei der Regelleistung führt. Kombinatorisch lässt sich das Problem der Aufteilung der Regelleistung auf die unterlagerten Strukturen wie folgt lösen. Zunächst wird angenommen, dass die Struktur mit dem größten Potential nicht liefern kann (hier K3). Die notwendige Vorhaltung wird dann beispielsweise entsprechend des maximal möglichen Beitrags der jeweiligen Struktur bezogen auf das gesamte Potential der verbliebenen Strukturen verteilt. Um die Vorhaltung für K3 zu ermitteln wird anschließend die Aufteilung, für den Fall, dass die Struktur an K4 (zweithöchstes Potential) ausfällt, bestimmt. Das ergibt in Summe eine Vorhaltung von 60 MW bei einer Zuverlässigkeit von 99,85 % für einen Regelleistungsbedarf von 40 MW in der Region.



Knoten	Flexibilitätspotential (FP)	Zuverlässigkeit
K1	15 MW	99.85 %
K2	10 MW	99.85 %
K3	25 MW	99.85 %
K4	20 MW	99.85 %

$$K1_{\text{Vorhaltung}} = \frac{FP_{K1}}{FP_{(K1+K2+K4)}} \times \text{Bedarf}_{\text{Region A}} = \frac{15}{45} \times 40 \text{ MW}$$

$$K2_{\text{Vorhaltung}} = \frac{FP_{K2}}{FP_{(K1+K2+K4)}} \times \text{Bedarf}_{\text{Region A}} = \frac{10}{45} \times 40 \text{ MW}$$

$$K4_{\text{Vorhaltung}} = \frac{FP_{K4}}{FP_{(K1+K2+K4)}} \times \text{Bedarf}_{\text{Region A}} = \frac{20}{45} \times 40 \text{ MW}$$

$$K3_{\text{Vorhaltung}} = \frac{FP_{K3}}{FP_{(K1+K2+K3)}} \times \text{Bedarf}_{\text{Region A}} = \frac{25}{50} \times 40 \text{ MW}$$

$$\sum \text{Vorhaltung}_{K1-4} = \left(\frac{1}{3} + \frac{2}{9} + \frac{4}{9} + \frac{1}{2} \right) \times 40 \text{ MW} = 60 \text{ MW}$$

Bild 5 Beispielhafte Bestimmung der Regelleistungsvorhaltung für eine Region A

Darüber hinaus sollen weitere Aspekte, die neben der reinen Zuverlässigkeit der unterlagerten Strukturen einen Einfluss auf Regelleistungsvorhaltung haben, berücksichtigt werden. Dies sind zum Beispiel die Leitungsauslastungen oder die Ausgestaltung der unterlagerten Strukturen (geographische Lage, inst. EE-Leistung, Lastprofil). Hierzu ist sind noch weitere Untersuchungen zur Verfahrensoptimierung vorgesehen, so dass mit dem entwickelten Verfahren eine Bewertung des Einflusses zukünftiger Strukturen auf den Regelleistungsbedarf im Übertragungsnetz möglich ist.

Ziele der FGH in Cluster 5

Cluster 5 beschäftigt sich mit der Konzeptionierung des Netzdemonstrators und dem Abgleich der Forschungsergebnisse aus den Clustern 2-4 sowie den Storylines aus Cluster 1. Die technischen und gesellschaftlichen Anforderungen der Ergebnisse werden bei der Berücksichtigung der auszuwählenden Region abgewogen. Cluster 5 führt die Arbeiten der anderen Cluster zu ganzheitlichen Lösungen zusammen und bereitet die Umsetzung in die Praxis vor. Die Arbeiten des FGH e.V. erstrecken sich innerhalb des Cluster 5 in den beiden Arbeitspaketen 5.1 und 5.2.

Arbeitspaket 5.1

Ziel dieses Arbeitspakets in Phase 1 des ENSURE-Projektes ist die Herleitung von Anwendungsfällen des Großdemonstrators zur Vorbereitung der Auswahl der im Netzdemonstrator einzusetzenden Technologien und Verfahren. Die zurückliegenden Arbeitsaktivitäten konzentrieren sich auf die Formulierung der Herausforderungen und Beschreibung von zukünftigen Arbeitsfeldern, der Abfrage von Technologien und Verfahren in den Clustern 2 bis 4 und der Erarbeitung eines Bewertungsschemas für die zu erstellenden Use Cases.

Die Use Cases wurden in 4 Kategorien geclustert (Stromnetzstruktur, Marktstruktur, IKT, Sektorkopplung). Diese Kategorien wurden in weitere Bereiche untergliedert zur Ermittlung von ähnlichen Entwicklungen, die zusammen einen größeren Beitrag in ENSURE leisten können. Des Weiteren konnten hiermit „weißen Flecken“ (Bereiche, welche in Bezug auf den Netzdemonstrator als essentiell gesehen werden) aufgedeckt werden mit dem Bezug auf die in Cluster 1 erstellten Szenarien und Storylines. Die weiteren Arbeiten sehen vor, eine Auswahl der für den Netzdemonstrator nützlichen Use Cases zu erarbeiten. Zusätzlich wurde die Technologiecluster 2 und 3 angestoßen weitere übergeordnete Beiträge einzureichen.

Die FGH hat das Ziel die bei der Gestaltung des Demonstrators und der Verwendbarkeit der Ergebnisse mitzuarbeiten. Eine Bewertung unter sozioökonomischen Gesichtspunkten und die Zuordnung der Use Cases zu den Storylines aus Cluster 1 stellt die weitere Aufgabe des Arbeitspaketes und der FGH dar.

Arbeitspaket 5.2

Ziel dieses Arbeitspakets ist die Weiterentwicklung von technischen Prüfvorschriften für die in diesem Projekt neu entwickelten Technologien und die Herleitung eines Konzepts für Tests und Test-Umgebungen. Zu den eingereichten Use Cases oder Lösungsvorschlägen wurden Normen recherchiert, die Prüfvorschriften, Allgemeine Vorschriften, Errichtungsnormen und Produktnormen enthalten. Bei den Lösungen handelt es sich häufig um Algorithmen oder Studien, für die keine Prüfvorschriften existieren oder nur sehr allgemeine Möglichkeiten der Prüfungen formuliert werden. Die Prüfungen im Bereich der Softwareentwicklungen werden, wie bei den Netzbetreibern für Sekundärtechnik üblich, getestet um einen möglichen Einsatz im Demonstrator zu gewähren. Bei der Primärtechnik finden sich ebenfalls technische Entwicklungen, die nicht nach bekannten Vorschriften geprüft werden können. Bei einigen eingereichten Entwicklungen gibt es aber keine Vorschriften zur Prüfung des Gesamtsystems, daher wurden Normen herangezogen, die einzelne Systemteile der Entwicklung oder vergleichbare Produkte adressieren. Zu den gefundenen Normen wurden akkreditierte Prüflaboratorien ermittelt und den Entwicklungen gegenübergestellt.

Die weiteren Arbeiten im Arbeitspaket 5.2 beziehen sich auf die konkrete Ausarbeitung der Prüfkonzepte für die Primär- und Sekundärkomponenten sowie für Softwarelösungen. Zusammen mit den Einreichern werden technischen Spezifikationen Ihrer Entwicklungen zusammengetragen, zur Erstellung der detaillierten Prüfungen.

Eine weitere Aufgabe des Arbeitspaketes ist die Erarbeitung von Anwendungsfällen auf einer Co-Simulations-Plattform in Zusammenarbeit mit den Technologieclustern 2-4. Es wird hier eine Plattform verwendet, die bereits von Partnern des ENSURE Konsortiums verwendet wird und für den Zweck eines Virtuellen Demonstrators angepasst. Hierbei liegt das Hauptaugenmerk des Arbeitspaket 5.2 auf der Möglichkeit des Prüfens innerhalb der Plattform. Der Fokus liegt hier auf den systemischen Tests der Zusammenhänge in Normal- und Fehlbetrieb. Aussagen über eine Konformität können nicht getroffen werden.

Die FGH hat das Ziel die Projektpartner zu unterstützen, Ihre Lösungskonzepte den Limitierungen des Netzbetreibers und dem Rahmen der Prüfungen anzupassen. Hierfür werden die Partner aus dem Arbeitspaket und die FGH die Prüfvorschriften für die innovativen Technologien entwerfen und die geeigneten Prüfumgebungen definieren.

Literatur

- [1] ENSURE: www.kopernikus-projekte.de/projekte/neue-netzstrukturen
- [2] Schacht, D.: Zuverlässigkeit im Smart Grid, Dissertation, RWTH Aachen: Aachener Beiträge zur Energieversorgung, 2017
- [3] ENTSO-E: UCTE Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, 2009
https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts
Dipl.-Wirt.-Ing. Dirk Lehmann
M. Sc. Lukas Kalisch
(Cluster 3)

Dr.-Ing. Gregor Brammer
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
Dipl.-Ing. (BA) Martin Zanner
(Cluster 5)

U-Control – Technische Wirksamkeit, Robustheit und Wirtschaftlichkeit neuer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Verteilnetzen mit starker dezentraler Einspeisung

BMW-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.11.2014 – 28.02.2018

Das Projekt „U-Control“ wird vom BMWi mit einer Laufzeit von 3 Jahren gefördert. Der FGH e.V. führt zusammen mit der TU Braunschweig, der TU München und der RWTH Aachen eine Studie mit dem Ziel durch, neue Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Verteilnetzen mit starker dezentraler Einspeisung zu bewerten und deren wechselseitige Beeinflussung zu untersuchen. Die Netzbetreiber Bayernwerk, Regionetz (ehemals INFRAWEST) und NetzeBW, sowie die Anlagenhersteller MR und SMA unterstützen das Projekt mit ihrer Expertise und bei Feldtests.

Aufgabenstellung

In dem hier dargestellten Forschungsprojekt U-Control wurden erstmals mit Hilfe von Simulationen, Labortests und Feldversuchen detailliert und umfassend folgende Forschungsfragen untersucht:

- Wie ist die Wirksamkeit der verschiedenen Verfahren zur statischen Spannungshaltung im Verteilungsnetz?
- Welche Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen Verfahren der Spannungshaltung stellen sich im Netzbetrieb ein?
- Welche Anforderungen sind an die Parametrierung der Verfahren bezüglich Stabilität zu stellen?
- Welche konkreten Parametersätze der Kennlinienverfahren zur Spannungshaltung sind unter Beachtung der Stabilitätsrandbedingungen optimal hinsichtlich unterschiedlicher Zielfunktionen?
- Welche wirtschaftlichen Anwendungsgebiete ergeben sich für die einzelnen Verfahren in Abhängigkeit von Netzeigenschaften, Erzeugungsanlagen- (EZA) Durchdringung und in Abwägung untereinander sowie zum konventionellen Netzausbau
- Wie sehen valide Nachweisverfahren aus, um die breite Umsetzung der für Verteilnetze existierenden Anforderungen zu gewährleisten?

Das Projekt hat somit das Ziel, bereits bekannte Verfahren zur Spannungsregelung technisch und wirtschaftlich zu bewerten und durch Erarbeitung von entsprechenden Handlungsempfehlungen anwendbar zu machen. Das behandelte Spektrum der Fragestellungen deckt Grundsatzentscheidungen, konkrete Einsatzempfehlungen, Vorgaben an die Parametrierung und Nachweisverfahren ab, um letztendlich vollumfassend begründete Empfehlungen für die Gestaltung von Netzanschlussregeln formulieren zu können. Eine Übersicht der zu untersuchenden Spannungshaltungskonzepte enthält Tabelle 1.

Tabelle 1 In U-Control untersuchte Spannungshaltungskonzepte

Netzbetriebsmittel basiert	PV-Wechselrichter basiert
Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)	$\cos\phi(P)$ -Steuerung
Strangregler /Längsregler/ /Einzelstrangregler (SR)	fester $\cos\phi$, feste Blindleistung
Niederspannungs-STATCOM	Q(U)-Regelung
	P(U)-Regelung
	Q(U)/P(U)-Regelung

U-Control betrachtet ausschließlich die heute und auch mittelfristig flächendeckend zu erwartenden dezentralen Regelungen. Diese sind hier so definiert, dass sie autonom und nur auf lokal an der Erzeugungsanlage bzw. dem Netzbetriebsmittel oder deren Netzanschlusspunkten gewonnenen Messdaten aufbauen. Ein Einspeisemanagement, welches zentral von einer intelligenten Ortsnetzstation gesteuert wird, wird nicht betrachtet, da es sich um kein Spannungshaltungskonzept im eigentlichen Sinne handelt und vielmehr zum Engpassmanagement eingesetzt wird.

Im Rahmen des Projektes wurden alle Spannungshaltungsverfahren hinsichtlich technischer Wirksamkeit und wirtschaftlicher Umsetzbarkeit verglichen. Dabei wurde zwischen betriebswirtschaftlichen Aufwänden für Netzbetreiber (Investitionen, Netzverluste, Beschaffung Blindarbeit) und Anlagenbetreiber (Investitionen, Ertragsverluste) unterschieden. Zudem wurden Stabilitätsbetrachtungen der regelnden Verfahren durchgeführt, die zum Abbau von Installationshemmnissen bei Netzbetreibern beitragen sollen. Die Forschungsergebnisse dienen Experten- und Normungsgremien als Informations- und Entscheidungsgrundlage zur Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen für den Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Niederspannungsnetzen.

Methodisches Vorgehen bei der Bearbeitung

Die Methodik im Forschungsvorhaben „U-Control“ ist in drei Blöcke untergliedert: Simulationen, Laborversuche und Feldversuche. Sie bauen jeweils auf im Projektverlauf ermittelten Musternetzen auf, mit denen die verschiedenen Simulationen erfolgen, deren Eigenschaften aber auch die Gestaltung der Labortests und – soweit in den bestehenden Netzen möglich – der Feldtests beeinflusst.

Die Erkenntnisse aus den drei Untersuchungsblöcken werden abschließend zusammenfassend bewertet. Dies beinhaltet eine wirtschaftliche Bewertung der untersuchten Spannungshaltungsmaßnahmen sowie die Erarbeitung von Handlungsempfehlungen für die einzelnen Stakeholder, wie zum Beispiel: Verteilungsnetzbetreiber (VNB), Gerätehersteller und Gremienmitarbeiter für die Überarbeitung der Technischen Regelwerke und der Testverfahren für Spannungsregler. Eine Übersicht des Projektes enthält Bild 1.

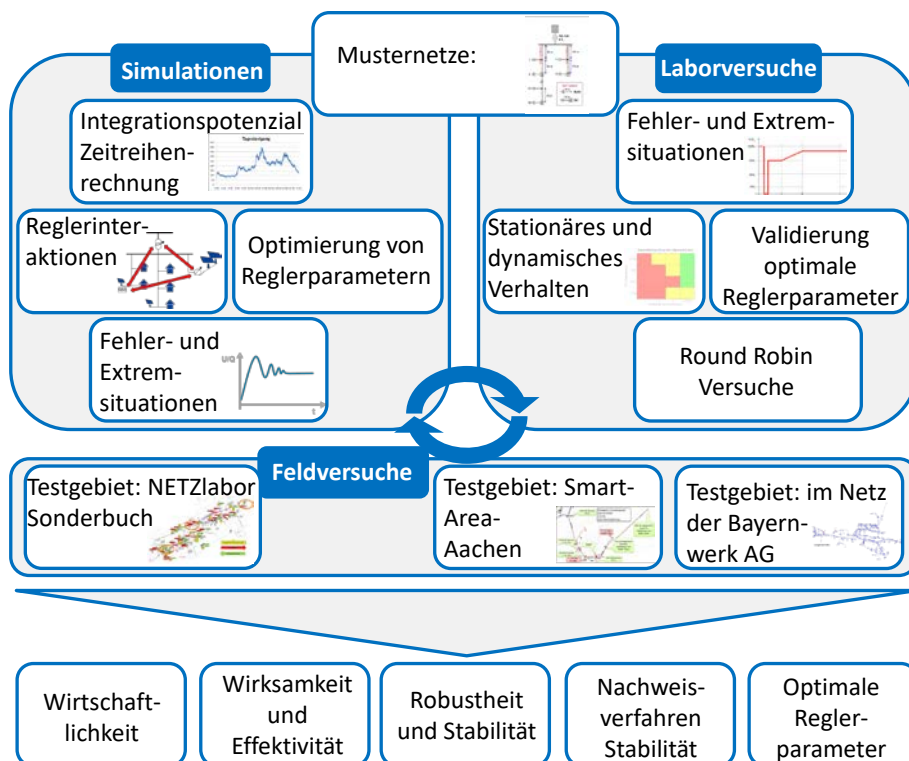


Bild 1 Hauptarbeitsschritte im U-Control Projekt

Musternetze

- Auf Basis realer Netzdaten der assoziierten VNB wurden Musternetze für die Nieder- und Mittelspannungsebene mit ländlicher, dörflicher und vorstädtischer Ausprägung generiert.
- Die realen Netzdaten wurden zudem hinsichtlich extremer Ausprägung untersucht und daraus Extremnetze für die Simulationen abgeleitet.

Simulationen

- An den vier Forschungsinstituten wurden Simulationsmodelle der untersuchten Spannungshaltungskonzepte erstellt und in bereits vorhandene Modelle integriert.
- Die Wirksamkeit und Effizienz der einzelnen Konzepte wurde mit den erarbeiteten Musternetzen in stationären Simulationen sowie quasistationären Jahreszeitreihenrechnungen untersucht.
- Mit Hilfe von Optimierungsalgorithmen wurden Kennlinien und Regler-Parameter für verschiedene Zielgrößen ermittelt.
- In dynamischen Root-Mean-Square (RMS) und Electro-Magnetic-Transients (EMT) Simulationen wurde das Reglerverhalten und das Zusammenspiel mehrerer Regler im Zeitbereich analysiert. Der Normalbetrieb wurde ebenso wie der Störfall untersucht.

Laborversuche

- In den drei Laborumgebungen der TU Braunschweig, der RWTH Aachen und der TU München wurden die erarbeiteten Simulationsmodelle zunächst mit Messungen an realen Betriebsmitteln validiert.
- Im Rahmen von Round-Robin-Versuchen konnten die drei unterschiedlichen Laboraufbauten verglichen und die Messsystematiken validiert werden.
- Durch Labormessungen wurden ausgewählte Simulationsergebnisse aus Optimierung, RMS- und EMT-Simulationen validiert.

Feldversuche

- Drei unabhängige Feldversuche im Netzgebiet der assoziierten VNB bestätigten die theoretischen Ergebnisse aus Simulation und Laborversuch in der Praxis.

Wirtschaftliche Bewertung

- In einer Wirtschaftlichkeitsrechnung wurden die stationären Simulationsergebnisse des Integrationspotentials und die energetischen Daten der Zeitreihenrechnungen verwendet, um die Kosten für die statische Spannungshaltung zu ermitteln. Es wurde zwischen den Stakeholdern Verteilungsnetzbetreiber und Anlagenbetreiber dezentraler Erzeugungsanlagen unterschieden und die Kosten mit dem konventionellen Netzausbau verglichen.

Handlungsempfehlungen

- Hinsichtlich eines optimalen Wissenstransfers wurden die Ergebnisse der einzelnen Untersuchungsschritte abschließend zusammengefasst und zu Handlungsempfehlungen gebündelt. Besonders adressiert wurden die Zielgruppen: Verteilungsnetzbetreiber, Hersteller von Spannungsreglern und dezentralen Erzeugungsanlagen (EZA) sowie die Gremien zur technischen Regelsetzung im VDE FNN und DKE.

Fazit und Handlungsempfehlungen

Die Vielzahl an durchgeführten Simulationen an den vier Forschungsstandorten, die Laborversuche in den drei Universitätslaboren und die drei durchgeführten Feldversuche führten zu einer großen Bandbreite an

Ergebnissen und wissenschaftlichen Erkenntnissen. Im Rahmen des letzten Arbeitspaketes wurden diese zusammengefasst, konsolidiert und in Handlungsempfehlungen für die Stakeholder: Verteilungsnetzbetreiber, Hersteller und Standardisierungsgremien überführt. Nachfolgend findet sich eine Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen

Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für Verteilungsnetzbetreiber

Technische Erkenntnisse

- Die Q(U)-Regelung kann bis zu 80 % der Jahresblindenergie gegenüber einem fest eingestellten $\cos\phi$ einsparen.
- Der rONT weist durch Öffnung des gesamten Spannungsbandes für das Niederspannungsnetz mit Abstand die höchste Effektivität auf.
- Die Wahl eines geringeren Verschiebungsfaktors hat positiven Einfluss auf die Effektivität von $\cos\phi(P)$ -Steuerung und Q(U)-Regelung.
- Eine $\cos\phi(P)$ -Steuerung ist marginal effektiver als die Q(U)-Regelung.
- Beim Einsatz von rONTs weisen mit Q(U)-Regelung ausgestattete EZAs ein höheres Integrationspotential auf als bei $\cos\phi(P)$ -Steuerung.
- Strangregler sind nicht als alleiniges Spannungshaltungskonzept zur Erreichung flächendeckend hoher Integrationspotentiale geeignet.
- Die empfohlene Standard Q(U)-Kennlinie für die Niederspannung ist als guter Kompromiss zwischen Spannungshaltung und Blindleistungseinspeisung ausreichend.
- Der Einsatz einer Q(U)-Regelung statt einer $\cos\phi(P)$ -Steuerung verhindert unnötige Schalthandlungen eines rONT, speziell an Tagen mit unbeständigem Wetter. Bei Einsatz eines rONT ist die Q(U)-Regelung der $\cos\phi(P)$ -Steuerung vorzuziehen.
- Bei Einsatz von Q(U) in Kombination mit dem rONT sollte der rONT priorisiert werden: Die Verzögerungszeit des rONT sollte kleiner sein als die Einstellzeit der Q(U)-Regelung, im besten Falle um den Faktor drei. So kann unnötige Blindleistungsbereitstellung vermieden werden.
- Wechselwirkungen von rONT und Q(U)-Regelung im Sinne eines grenzstabilen Verhaltens ist bei korrekter Parametrierung in der Praxis ausgeschlossen.
- Ein einmaliges, durch die Blindleistung der Q(U)-Regelung bedingtes, Stufen des rONT ist in der Praxis möglich. Dies fällt jedoch in den Bereich normaler Wechselwirkungen und kann ggf. durch eine geeignete Parametrierung der Betriebsmittel verhindert werden.
- Bei Einsatz eines Einzelstrangreglers (Längsreglers) in Kombination mit einem rONT sind gleiche Zeitverzögerungen der Regelungen zu vermeiden.
- Die Nachrüstung einer Q(U)-Regelung an Bestandsanlagen ist nur im Ausnahmefall und mit Zertifizierung/Prüfung durchzuführen. Eine funktionale Integration im Wechselrichter ist zu bevorzugen.
- Auch eine Vielzahl an lokalen und autonomen Spannungsreglern in einem Niederspannungsnetz können sicher und stabil betrieben werden.

Wirtschaftliche Erkenntnisse

- Die geringsten Netzausbaukosten entstehen beim Einsatz der Kombination Q(U) und rONT.
- Der Einsatz einer Q(U)-Regelung führt zu den geringsten zusätzlichen WR-Verlusten durch die Blindleistungsbereitstellung für EZA-Betreiber.

- Mit Spannungshaltung durch Blindleistung können die spannungsgetriebenen Netzausbaukosten stark gesenkt werden.
- STATCOM und Strangregler stellen Spezialkonzepte für inhomogene EZA-Verteilung im Netz dar und sind für den großflächigen Einsatz vergleichsweise teure Lösungen.
- Die Einführung einer kombinierten Netzausbauplanung für MS und NS kann den notwendigen Netzausbau auch ohne zusätzliche Betriebsmittel erheblich reduzieren und sollte von den VNB in Erwägung gezogen werden.

Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für Hersteller

Anlagenorientierte Erkenntnisse

- Fehlparametrierungen von EZA mit Q(U)-Regelung müssen unbedingt softwareseitig verhindert werden (z. B. Verwechslung von induktiv und kapazitiv).
- Die Gradienten-Begrenzung der Blindleistung für die Q(U)-Regelung sollte standardmäßig auf 10.000 %/min eingestellt werden. Höhere Werte sind zu vermeiden.
- Die Q(U)-Regelung darf nach einem Spannungseinbruch (Fehlerfall) bei Spannungswiederkehr keinen negativen Einfluss auf die Netzspannung haben.
- Der nutzbare Wechselrichterbereich für die Blindleistungsregelung sollte möglichst groß sein (Effizienz und Wirksamkeit).
- Eine einheitliche Bezeichnung für einstellbare Parameter nach gültigen Richtlinien ist zu empfehlen.

Betriebsmittellorientierte Erkenntnisse

- Beim rONT und beim Strangregler sollte die Einstellung „Toleranzband < Stufenbreite“ gesperrt sein. Dies kann zu einem nichtlinearen Grenzyklus des Reglers führen.
- Für den rONT und den Strangregler ist die Implementierung einer Unterspannungsblockierung zu empfehlen. Die Blockierung hält bei länger anhaltenden geringen Spannungen die Stufe des rONT /Strangreglers fest und verhindert somit eine mögliche Spannungsüberhöhung nach Fehlerklärung.
- Die Funktionalität von Strangreglern ist in verschiedenen Arbeitsbereichen zu testen. Das Betriebsmittel sollte bei positiven, negativen und auch ohne Leistungsfluss in der Lage sein die spannungsenkende oder -erhöhende Wirkung aufrechtzuerhalten.
- Eine einheitliche Bezeichnung für einstellbare Parameter nach gültigen Richtlinien ist zu empfehlen.

Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für Technische Regelwerke

- Die Q(U)-Regelung ist aus technischer und wirtschaftlicher Sicht als Standardverfahren zu empfehlen.
- Eine ab Werk eingestellte Standardkennlinie für die Q(U)-Regelung ist zu empfehlen.
- Das Vorhandensein eines Totbandes in der Q(U) Kennlinie verhindert die unnötige Bereitstellung von Blindleistung und reduziert die aufgebrachte Blindarbeit in erheblichem Maß.
- Die Zeitkonstante des PT1-Gliedes der Q(U)-Regelung sollte zwischen 1 s und 20 s liegen. Als Kompromiss zwischen Schnelligkeit und Robustheit wird ein Wert von 3,34 s (Einstellzeit von 10 s) empfohlen.
- Anforderungen an Arbeitsbereiche/FRT Verhalten von rONT/ESR definieren
- Vorgaben für Prüfung der rONT/ESR Regelung sollten in Normen spezifiziert werden.

Handlungsempfehlungen für zu entwickelnde Prüfverfahren

- Für das Prüfverfahren der Q(U)-Regelung ist ein dynamisches Toleranzband von 4 % der Nennwirkleistung sinnvoll.
- Die Prüfung der Q(U)-Regelung einer Erzeugungseinheit (EZE) sollte unbedingt im geschlossenen Regelkreis mit einer realen Netzimpedanz ausgeführt werden.
- Mathematische Routinen zur Leistungsberechnung im Rahmen von Labormessungen können Ergebnisse beeinflussen und sollten einheitlich sein (vgl. Round Robin Versuche).

Weitere Informationen zum Projekt sowie den ausführlichen Abschlussbericht erhalten Sie unter www.u-control.de.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr. Ing. Hendrik Vennegeerts
Dipl.-Ing. Mathias Schoeneberger

Raumoptimierte Freileitungen – CompactLine

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.12.2013 – 31.08.2019

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Projekt wird in Zusammenarbeit mit 50Hertz Transmission GmbH, SAG GmbH, RIBE Richard Bergner Elektroarmaturen GmbH & Co. KG sowie der RWTH Aachen durchgeführt. Das Projekt wurde um 17 Monate, bis 31. August 2019, verlängert.

Motivation und Ziele

In dem F&E-Vorhaben sollen die Grundlagen für „Raumoptimierte Freileitungen“ erforscht sowie eine Versuchsanlage realisiert werden, die anschließend hinsichtlich ihrer technischen Machbarkeit untersucht wird. Die Idee der neuartigen 380-kV-Freileitungsbauweise besteht darin, diese so kompakt wie möglich zu gestalten, um die Beeinträchtigung der Landschaft so gering wie möglich zu halten. Die Zielstellung besteht darin, die Höhe der Freileitungsmaste sowie die Trassenbreite, deutlich zu reduzieren. Das innovative Konzept besteht darin, die Leiterbündel in Form von Girlanden an gespannten Stahlseilen mit geringem Durchhang aufzuhängen, welche sich dadurch auf demselben Potential wie die Leiterbündel befinden. Auf diese Weise wird eine Reduzierung des Gesamtdurchhangs um die Hälfte angestrebt. Um die hohen auftretenden Spannkraften beherrschen zu können, werden spezielle Stahlvollwandmaste in Verbundtechnik entwickelt.

Das Arbeitsziel der FGH ist es, die neue Freileitungsbauweise hinsichtlich der zu erwartenden elektromagnetischen Felder und der Koronageräuschemission zu untersuchen und weitere Berechnungen bezüglich der elektrischen Eigenschaften durchzuführen. Außerdem ist es Aufgabe der FGH die elektrischen Prüfungen der neuen Freileitungskomponenten zu koordinieren.

Untersuchungen und Ergebnisse

Sämtliche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sowie alle notwendigen Prüfungen an Komponenten innerhalb der Projektphasen 1 und 2 wurden für das Projekt „Raumoptimierte Freileitungen“ im Jahr 2017 erfolgreich abgeschlossen. Parallel fanden Umfragen in der Bevölkerung zur erwarteten Akzeptanz des neuen Freileitungskonzeptes statt. Die Mehrheit der Befragten würde die raumoptimierten Freileitungen gegenüber konventionellen Freileitungen bevorzugen.

Im Jahr 2018 wurde ein von 50Hertz in Jessen (Sachsen-Anhalt) geplantes Umspannwerk in Betrieb genommen, um die Integration von mehreren Windparks in das Höchstspannungsnetz zu gewährleisten. Zur Einbindung dieses Umspannwerkes in das Stromnetz wurden zwei 380 kV-Freileitungen vorgesehen (Länge jeweils ca. 1-2 km). Eine dieser beiden neuen Stromleitungen wurde im Rahmen der Projektphase 3 als „Raumoptimierte Freileitung“ geplant, erbaut und im September 2018 in Betrieb genommen. Dieser Prozess wurde durch die FGH, wie auch durch andere Projektpartner beratend begleitet. In Bild 1 ist die fertiggestellte Versuchsanlage der „Raumoptimierten Freileitung“ am Standort Jessen in der Ausführung einer Einebenen-Anordnung mit zwei Systemen dargestellt. Das Leiterbündel ist dabei girlandenförmig an einer Doppelstahltragseil-Anordnung aufgehängt. Bei den beiden vorderen Masten handelt es sich jeweils um einen Tragmast und beim dahinterliegenden Mast um einen Abspannmast der „Raumoptimierten Freileitung“. Der Abspannmast wurde dabei mit Hilfe von zwei Pylonen realisiert, um die auftretenden hohen Kräfte im Abspannpunkt beherrschen zu können. Die hinter dem Abspannmast liegenden konventionellen 380-kV-Freileitungsmaste veranschaulichen zudem den deutlichen Größenunterschied zur „Raumoptimierten Freileitung“.

Nach Fertigstellung der Arbeiten an der Versuchsanlage und dessen Inbetriebnahme startete mit dem Monitoring der Versuchsanlage die letzte Projektphase (Phase 4). Dabei sollen über den Zeitraum eines vollständigen Betriebsjahres Erfahrungen mit der neu eingesetzten Technologie gesammelt und – als

Vergleichsobjekt zu herkömmlichen Freileitungen – erste Erkenntnisse über eine Akzeptanzänderung in der Öffentlichkeit gewonnen werden.



Bild 1 Versuchsanlage der „Raumoptimierten Freileitung“ (CompactLine) in Jessen mit konventionellen 380-kV-Freileitungen im Hintergrund

Während der Monitoring Phase ist es die Aufgabe der FGH durch Messungen der elektrischen und magnetischen Felder während des Betriebs der Versuchsanlage die Ergebnisse aus den Simulationen zu bestätigen. Dazu muss neben der Feldmessung auch eine Messung der Spannungen und Ströme der Leitung erfolgen, da die Feldstärkebelastung maßgeblich von der Anlagenauslastung abhängt. Die Durchführung dieser Messungen ist für die erste Jahreshälfte 2019 geplant, da für einen hohen Auslastungszustand der Leitung zunächst noch einige Leitungsumschaltungen erforderlich sind.



Bild 2 Koronageräuschmessung mit Messpunkt direkt unterhalb der Leitung (rechts) und zweitem Messpunkt zur Fremdgeräuschkorrektur (links)

Um die Ergebnisse der bereits durchgeführten Berechnungen der Koronageräusche zu verifizieren hat die FGH zudem eine akustische Messung der Koronageräuschemissionen der in Betrieb befindlichen „Raumoptimierten Freileitung“ in Auftrag gegeben. Der entsprechende Messaufbau wurde Anfang November 2018 installiert und die Messung gestartet (siehe Bild 2). Dabei wurden zwei Messstationen aufgebaut, wobei eine direkt unterhalb der Freileitung und im Bereich des größten Seildurchhangs installierte Station die zu messenden akustischen Pegel erfasst und eine zweite Station in seitlichem Abstand dazu dient, eine Fremdgeräuschkorrektur durchzuführen. Eine eigene Wetterstation erfasst zudem kontinuierlich alle für die Auswertung relevanten klimatischen Daten. Die Messung der Koronageräusche soll über einen längeren Zeitraum stattfinden, um sämtliche Betriebsbedingungen der Versuchsanlage abzudecken. Insbesondere sollen hier speziell die Zeiten während und kurz nach Regenphasen betrachtet werden, da hierbei mit der höchsten Geräuschbelastung zu rechnen ist.

Nach erfolgreichem Abschluss des Vorhabens und einer anschließenden Optimierung der Technologie soll es zukünftig möglich sein, existierende Trassenkorridore kleinerer Spannungsebenen (110-kV oder 220 kV-Freileitungen) durch die raumoptimierten Freileitungen mit einer Spannungsebene von 380 kV zu ersetzen. Mittel- und langfristige Zielstellung ist es, wesentlich höhere Übertragungskapazitäten zu installieren, um den Herausforderungen der Energiewende mit einem stabilen Freileitungskonzept zu begegnen.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
Dipl.-Ing. Jan Scheffer

NetzHarmonie – Optimierte Effizienz und Netzverträglichkeit bei der Integration von Erzeugungsanlagen aus Oberschwingungssicht

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.01.2015 – 30.09.2018

Das Projekt NetzHarmonie wird in einem breit aufgestellten Konsortium aus Forschungseinrichtungen, Zertifizierungsstellen, Anlagenherstellern und Netzbetreibern unter Führung des FGW e.V. bearbeitet.

Motivation und Ziele

Das Forschungsprojekt „NetzHarmonie“ hatte das Ziel, den Einfluss von Erzeugungsanlagen (EZA) in elektrischen Verteilungsnetzen auf die dort auftretenden Oberschwingungspegel realitätsnah bewertbar zu machen und neue Verfahren zur Oberschwingungsbeurteilung bei der EZA-Anschlussbewertung zu entwickeln. Bisher wurde bspw. (sowohl bei Vermessung als auch Modellierung von EZA/EZE) nicht zwischen umrichterbasierten Oberschwingungen (OS) – Emissionen und OS-Emissionen, bedingt durch die Wechselwirkung von Netz und Anlagenimpedanz, unterschieden. Weitere Schwächen stellen die unzureichende Beachtung der Oberschwingungsphasenwinkel bei mehreren EZE und insbesondere die unrealistische Berücksichtigung der frequenzabhängigen Netzimpedanz sowie ihrer Resonanzstellen dar.

Dazu ist ein tiefergehendes Verständnis des OS-Verhaltens von EZA – und damit auch von den EZE als deren Bausteine – erforderlich, um entsprechende EZA-Modelle für die Oberschwingungsbewertung entwickeln zu können. Weiterhin ist ein hinreichend genaues Bild der Primärtechnikkomponenten des Netzes wie etwa Transformatoren und Kabel als Bausteine des Netzes wie auch der EZA erforderlich. Hierbei existieren – insbesondere im Frequenzbereich oberhalb von 2 kHz – unterschiedliche Berechnungsmodelle mit variierendem Parametrierungsaufwand.

Die Ziele des Projekts lassen sich in die Themenbereiche „Messung und Auswertung“ sowie „Simulation und Bewertung“ einteilen. Die wesentlichen Ziele des Themenbereichs „Messung und Auswertung“ sind verbesserte Methoden zur Messung (und Auswertung) der Oberschwingungsausbreitung und -dämpfung innerhalb einer Spannungsebene und zwischen benachbarten Spannungsebenen sowie die exakte Erfassung der frequenzabhängigen Netzimpedanz. Weiterhin sollen auf Basis der Messdaten zuverlässige Modelle für Oberschwingungsemissionen von EZA und EZE, u.a. in Abhängigkeit der Netzvorbelastung und Netzimpedanz entwickelt werden. Die Ziele des Themenbereichs „Simulation und Bewertung“ sind die Entwicklung von leistungsfähigen Netzsimulationen, welche die messdatenbasierten Modelle beherrschen können und eine angemessene Ergebnislösung bei der Nachbildung gemessener Daten (bspw. der frequenzabhängigen Netzimpedanz) aufweisen. Des Weiteren sollen durch simulative Analyse bestehender Verfahren zur Oberschwingungstechnischen Netzanschlussbewertung Empfehlungen zur Verbesserung der aktuellen in Deutschland angewendeten Verfahren zur Netzanschlussbewertung erarbeitet werden.

Rückblick

In den Berichten der Vorjahre [1]-[3] wurde im Rahmen des Arbeitspakets (AP) 3 ein aggregiertes EZA-Modell entwickelt. Methodisch basiert dieses Modell auf einem probabilistischen sowie teilweise messdatenbasierten Ansatz. Zur Bestimmung der EZA-Impedanz werden – wie in [3] beschrieben – Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Kenngrößen des EZA-Netzes (Kabletypen/ -längen, Transformatortyp, Topologie) herangezogen. Für die EZE-Impedanzen wird auf eine umfangreiche Messdatenbasis zurückgegriffen.

Das AP 5 behandelt zwei Kernaspekte. Einerseits soll die Ergebnislösung der Simulationswerkzeuge durch den Vergleich von Mess- und Berechnungsdaten untersucht werden. Dazu wurden u.a. die Berechnungsmodelle so realitätsnah wie möglich modelliert (siehe Kabelmodell in [2]) sowie Parametersensitivitäten analysiert, um Wirkungszusammenhänge zur Annäherung der Berechnungsdaten an die Messdaten aufzudecken [3]. Andererseits soll anhand netzweiter Simulationen in Referenznetzen der Nieder-, Mittel- und Hochspan-

nung festgestellt werden, inwiefern eine genaue Modellierung der überlagerten bzw. unterlagerten Netzebene notwendig ist.

Der Fokus liegt in der Verbesserung bestehender Bewertungsverfahren bei der Ermittlung von Oberschwingungsstromgrenzwerten hinsichtlich eines nachhaltigen Ausbaus der Netze mit dezentraler Erzeugung. Nach einer umfassenden Zusammenstellung und Analyse aktuell angewandeter Normen und Richtlinien in der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene sowie umfangreicher anschlusspunkt- und netzbezogener Simulationen konnten in [3] die jeweiligen Stärken und Schwächen der Verfahren herausgearbeitet werden und zugleich Verbesserungsansätze gefasst werden.

Im Folgenden werden die Fortschritte sowie die bei Projektabschluss vorliegenden Schlussfolgerungen und Erkenntnisse der erwähnten Arbeitspakete dargestellt.

Leistungsfähige Modelle für einzelne EZE und EZA (AP 3)

Zur realitätsnahen Oberschwingungssimulation werden möglichst realitätsnahe Berechnungsmodelle – hier der EZE bzw. EZA – benötigt. Dabei ist ein Kompromiss zwischen der Modellgüte und dem Parametrierungs- bzw. Modellierungsaufwand zu finden. Aus diesem Grund wird die Entwicklung eines aggregierten EZA-Modells angestrebt, da insbesondere bei netzweiten Simulationen das technische Verhalten der EZA am Netzverknüpfungspunkt für die Simulation relevant ist, aber eine detaillierte Abbildung aller EZA-internen Komponenten (bspw. aus Sicht des Netzbetreibers) einen zu hohen Modellierungsaufwand bedeuten würde.

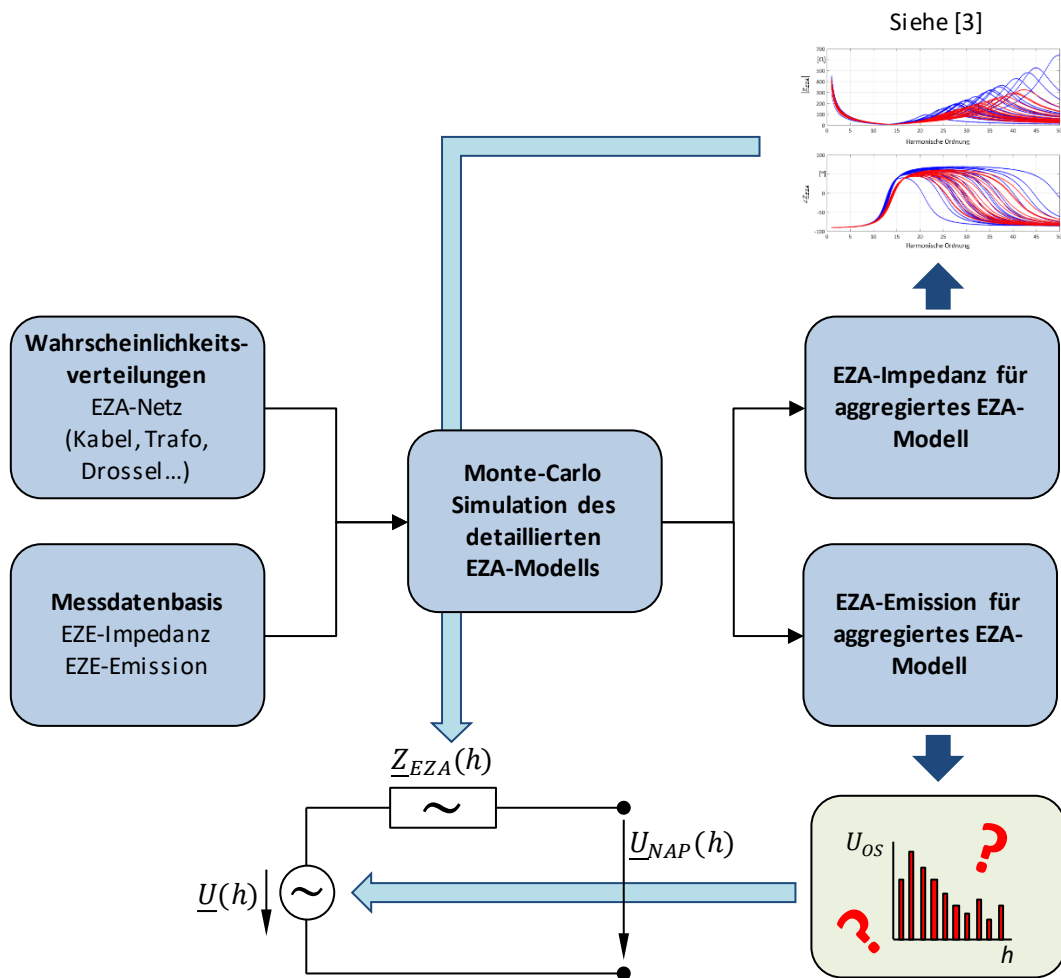


Bild 1 Methode zur Bestimmung eines aggregierten EZA-Modells

Für die von der FGH durchzuführenden Grundsatzuntersuchungen anhand systemweiter Simulationen steht nicht die möglichst exakte Nachbildung einer konkreten EZA im Vordergrund, sondern die Erzeugung realitätsnaher Modelle für deren Verteilung im Netz. Das dafür verwendete methodische Vorgehen ist in Bild 1 dargestellt.

In einem ersten Schritt wird zur Abbildung des EZA-Netzes auf eine umfangreiche Auswahl statistischer Verteilungen aller relevanten Komponenten des EZA-Netzes zurückgegriffen. Für die EZE-Impedanz und die dazugehörige Emission wird eine im Rahmen des Projekts herstellerübergreifende Messdatenbasis verwendet. Das EZA-Netz sowie die EZE-Kenngrößen stellen Eingangsparameter für die anschließende Monte-Carlo-Simulation des detaillierten EZA-Modells dar. Hierbei wird ebenfalls die Arbeitspunktabhängigkeit der EZE-Emissionen und EZE-Impedanzen berücksichtigt sowie Korrelationen der Arbeitspunkte mehrerer EZE untereinander. Durch eine Vielzahl unterschiedlicher Kombinationen der Eingangsgrößen ergibt sich somit eine Bandbreite der aggregierten Ergebnisgrößen, EZA-Impedanz und EZA-Emission. Hierbei wurde das Ergebnis der EZA-Impedanz schon in [3] genauer erläutert.

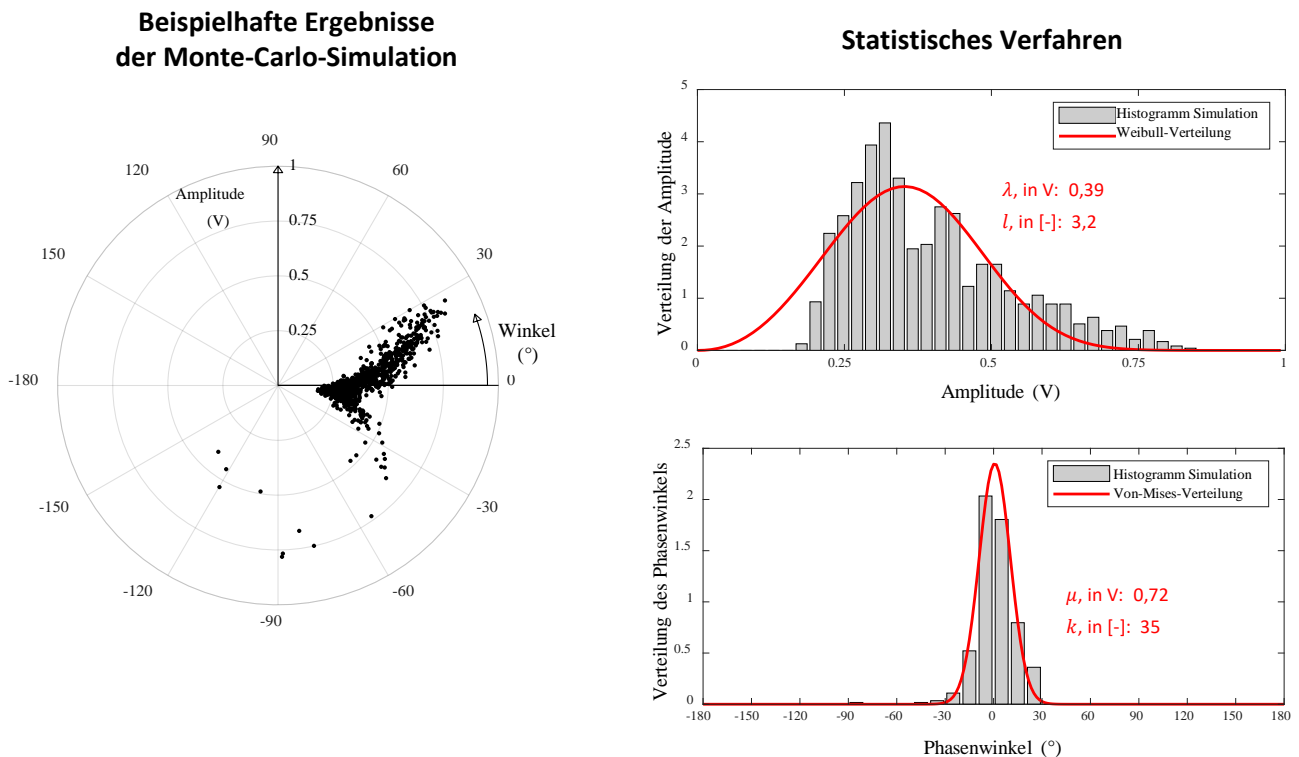


Bild 2 Beispielhafter Datensatz der Ergebnisse für Monte-Carlo-Simulationen der EZA-Ersatz-Spannungen (40. Ordnung) sowie die ermittelten Verteilungsfunktionen für den Betrag und Phasenwinkel

Das Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation aus Bild 1 ist im linken Teil von Bild 2 dargestellt. Das Polar-
diagramm zeigt wie sich die ermittelte Ersatzspannung der Spannungsquelle des Thévenin-Ersatzschalt-
bildes in der komplexen Ebene verhält. Bildet man jeweils vom Betrag und dem Phasenwinkel ein
Histogramm, so ergibt sich die in Bild 2 rechts positionierte Darstellung. Im Rahmen eines statistischen
Verfahrens werden die Histogramm-Daten durch Verteilungen angenähert. Dabei wird der Betrag der
Ersatzspannungsquelle durch eine Weibull-Verteilung mit den Formparametern λ und l abgebildet. Für die
Abbildung des Phasenwinkels wird eine Von-Mises-Verteilung mit den Formparametern μ und k heran-
gezogen. Die konkreten Werte der Formparameter für die jeweiligen Verteilungen der 40. Ordnung sind im
unteren rechten Abschnitt von Bild 2 angegeben.

Somit ergibt die in Bild 1 dargestellte Methodik Verteilungen für die Impedanz und Emission eines

aggregierten EZA-Modells zur realistischen Abbildung des Oberschwingungsverhaltens in netzweiten Simulationen.

Leistungsfähige Netzsimulationen (AP5)

Kernziele sind die Modelloptimierung der Simulationswerkzeuge anhand des Vergleichs von Mess- und Simulationsdaten sowie die Untersuchung des Einflusses der Modellierungsart über-/unterlagerter Spannungsebenen auf die Berechnungsergebnisse netzweiter Simulationen.

Insbesondere der Einfluss unterlagerter Spannungsebenen ist in netzweiten Simulationen nicht zu vernachlässigen. Unterlagerte Netzebenen können eine Vielzahl dämpfender Netzelemente wie bspw. ohm'sche Verbraucher enthalten. Weiterhin können die Leitungskapazitäten einen signifikanten Einfluss auf die Ausbildung von Resonanzstellen im Verlauf der frequenzabhängigen Netzimpedanz haben. Fraglich ist hierbei, inwiefern diese Effekte durch heute oftmals verwendete Standardersatzschaltbilder, wie ein paralleles RLC-Glied, abgebildet werden können. Bild 3 stellt die dazugehörige Untersuchungsfragestellung grafisch dar.

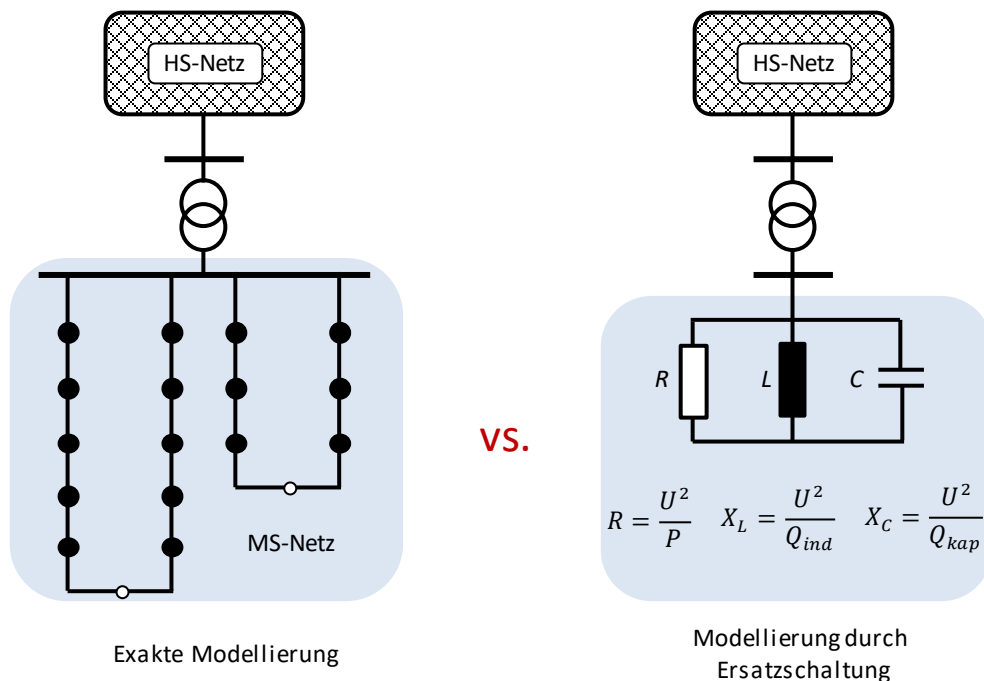


Bild 3 Veranschaulichung der Untersuchungsfragestellung bzgl. des Einflusses unterlagerter Spannungsebenen bei der netzweiten Simulation

Dazu wird in einem im Rahmen des Projekts abgeleiteten Referenznetz [4] der Hochspannungsebene (HS-Ebene) eine netzweite Oberschwingungssimulation durchgeführt. Die unterlagerte Netzebene wird dabei mit detailliert modellierten Mittelspannungsnetzen dargestellt. In einem weiteren Untersuchungsschritt wird die unterlagerte Netzebene mit dem in Bild 3 beschriebenen Ersatznetz in Form eines RLC-Parallelschwingkreises modelliert. Die Parameter der Ersatzschaltung ergeben sich aus den Lastflussdaten, die an der Übergabestelle vorliegen (induktive oder kapazitive Blindleistung). Dies sind aus Sicht eines HS-Netzbetreibers die Größen, die mit der höchsten Wahrscheinlichkeit verfügbar sind. Die Simulation wird im Frequenzbereich bis 2,5 kHz durchgeführt und die Ergebnisgrößen sind resultierende Oberschwingungsspannungspegel. Bild 4 zeigt den direkten Vergleich der resultierenden Oberschwingungsspannungspegel. Angegeben ist das Verhältnis der Oberschwingungsspannungen $U_{h,MS}$ am Hochspannungsknoten (Bild 3) bei detaillierter Modellierung des Mittelspannungsnetzes zur Oberschwingungsspannung $U_{h,RLC}$ am Hochspannungsknoten bei Verwendung der RLC-Ersatzschaltung. Die Bandbreitendarstellung der Ergeb-

nisse ist durch die Betrachtung sämtlicher Knoten des Netzes bei verschiedenen Ausbauvarianten und Netznutzungsfällen begründet.

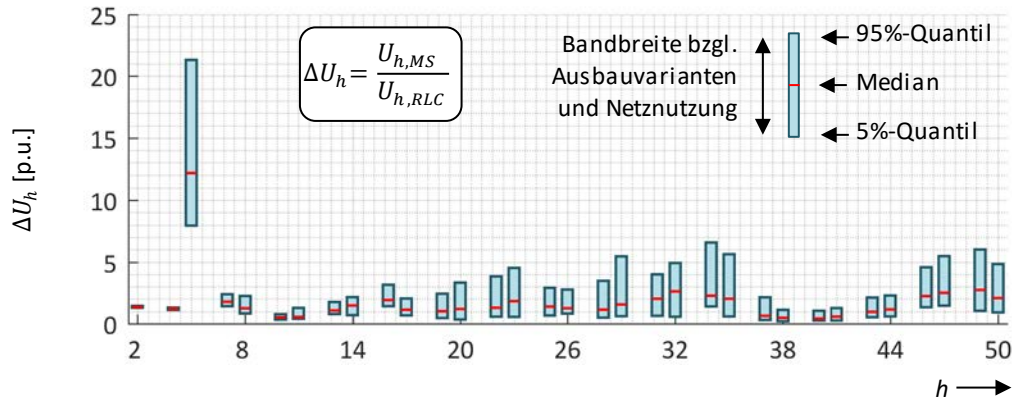


Bild 4 Relation der Oberschwingungsspannungen bei detaillierter und vereinfachter Modellierung der unterlagerten Netzebene

Die Ergebnisse weisen teilweise deutliche Unterschiede zwischen den beiden Modellierungsarten auf. Insbesondere bei den Frequenzen der ersten Parallelresonanzstelle (hier 5. Ordnung) treten bei Modellierung der unterlagerten Spannungsebene durch das eigentliche Mittelspannungsnetz um bis 20-fach höhere Oberschwingungspegel auf, als bei Verwendung der RLC-Ersatzschaltung. Bild 5 veranschaulicht die Ursache für diesen Effekt.

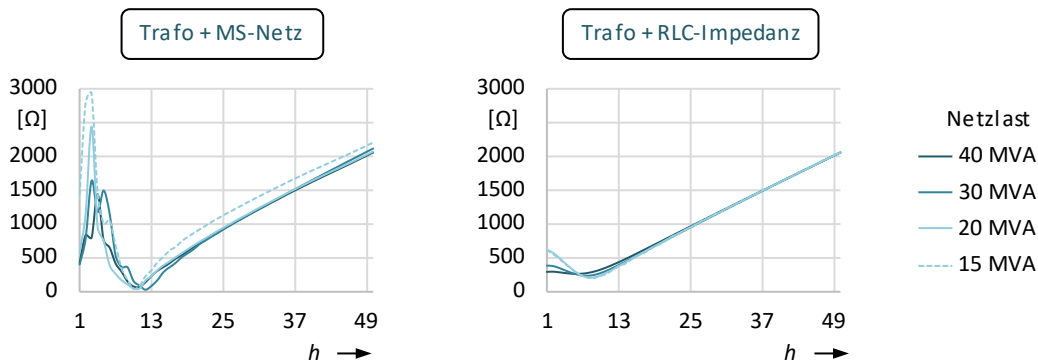


Bild 5 Exemplarische Impedanz aus Sicht des Hochspannungsknoten bei Modellierung mit Mittelspannungsnetz oder RLC-Ersatzschaltung

Dargestellt ist die frequenzabhängige Netzimpedanz aus Sicht eines Hochspannungsknotens in die unterlagerte Netzebene hinein. Im linken Bildteil ist die resultierende Impedanz bei Modellierung der Netzebene mit einem vollständig modellierten Mittelspannungsnetz illustriert, der rechte Bildbereich zeigt die gleiche Größe bei Verwendung der RLC-Ersatzschaltung. Zudem unterscheiden sich die Impedanzverläufe noch in ihrer zugrundeliegenden Netzlast. Diese kann durch die angeschlossenen Anlagen und auch durch die Netzgröße variieren. Insbesondere im vorderen Frequenzbereich unterscheiden sich die Verläufe der beiden Modellierungsarten deutlich. Die Parallelresonanzen im niedrigen Frequenzbereich können durch das RLC-Glied nicht abgebildet werden, da hierzu die relevanten Informationen für die unterlagerten Kabelkapazitäten aus den Lastflussdaten nicht hervorgehen. Im hinteren Frequenzbereich ist ein linearer Anstieg der Impedanz zu erkennen, die sogenannte „Trafogerade“, die durch die mit der Kreisfrequenz ω ansteigenden Impedanz der Transformatorkurzschlussreaktanz charakterisiert wird. Dabei fällt auf, dass bei der Modellierung mit der RLC-Ersatzschaltung die Trafogerade mit zunehmender Frequenz unabhängig von der Netzlast wird. Bei der detaillierten Modellierung mit einem Mittelspan-

nungsnetz sind Unterschiede in Abhängigkeit der Netzlast zu erkennen. So lassen sich die kleineren Ergebnisunterschiede im höheren Frequenzbereich von Bild 4 erklären.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass bei der netzweiten Simulation der frequenzabhängigen Netzimpedanz und infolgedessen auch der Oberschwingungspegel, eine detaillierte Modellierung der benachbarten Netzebenen die zuverlässigsten Ergebnisaussagen liefern. Wie bereits oben erwähnt, sind die Parallelresonanzen der unterlagerten Netzebenen auch in der betrachteten Netzebene wirksam und müssen somit geeignet abgebildet werden. Dies ließe sich im Praxisfall am besten durch einen regelmäßigen Austausch gemessener oder simulierter Impedanzverläufe realisieren.

Dies führt zur zweiten Fragestellung, inwiefern die Ergebnisse einer Simulation mit den gemessenen Daten übereinstimmen und welche Berechnungsmodelle in welcher Modellierungstiefe dahingehend besonders relevant sind. Im Rahmen der projektinternen Freifeldmessungen wurde im durch Bild 6 schematisch dargestellten Netz eine frequenzabhängige Impedanzmessung an einer Umspannungssammelschiene (UW-Sammelschiene) mit angeschlossenem Windpark sowie Mittelspannungsnetz durchgeführt.

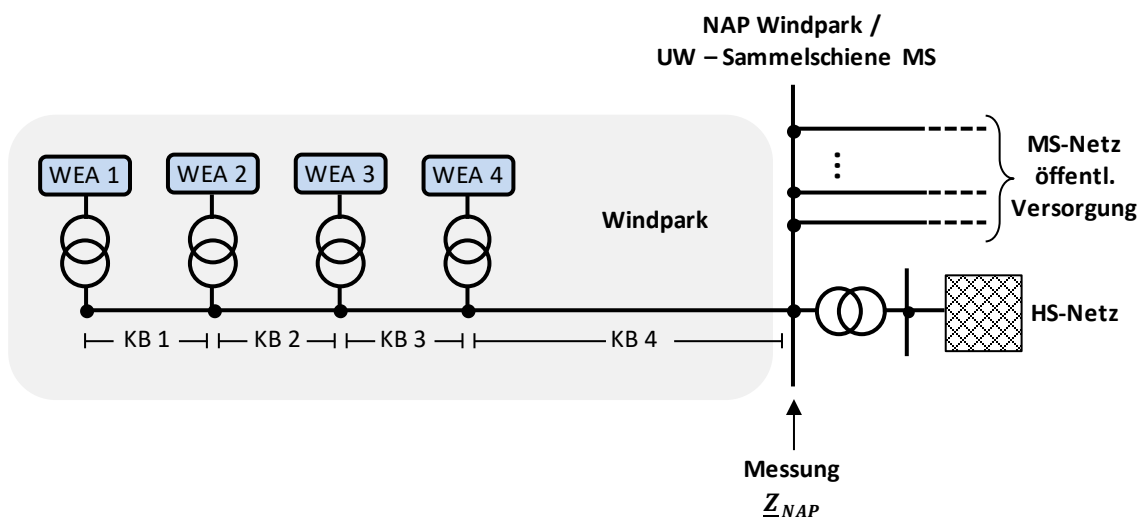


Bild 6 Schematische Darstellung des im Freifeld gemessenen Windparknetzes mit öffentlichem Mittelspannungsnetz

Der Vergleich von Mess- und Simulationsdaten wurde für zwei Berechnungswerkzeuge durchgeführt, INTEGRAL des FGH e.V. und eine weitere kommerzielle Berechnungssoftware. Weiterhin wurden die zwei Modellierungsvarianten für Kabelstrecken aus [2] bei der Simulation herangezogen, um den Einfluss der Modellierungstiefe des Kabelmodells deutlich zu machen. Für den Vergleich der gemessenen mit den durch die oben genannten Berechnungswerkzeuge ermittelten Werte werden Messreihen in Form von Minutenmittelwerten herangezogen. Eingangsdaten der Berechnungswerkzeuge war ein schaltzustandsgetreues Netzmodell inklusive aller Leitungstypen und -längen. Bild 7 zeigt den Vergleich der Mess- und Simulationsdaten bei Verwendung der 50-Hz-Parameter für die Betriebsmittelbeläge R' , L' und C' als frequenzunabhängige Eingangsparameter. Dargestellt ist die gemessene Netzimpedanz am NAP des Windparks in einem Frequenzbereich von 50 Hz bis 9 kHz. Dabei wird die erste Resonanzstelle bei etwa 350 Hz von beiden Berechnungswerkzeugen hinreichend genau in Betrag und Frequenz getroffen. Der weitere Verlauf ist bis 1,5 kHz für beide Berechnungswerkzeuge vergleichbar, unterscheidet sich allerdings erheblich von den gemessenen Daten. Dies ist in der Einfachheit der Modellierungsvariante zu begründen, die für die Betriebsmittelbeläge R' , L' und C' die bei 50 Hz gemessenen Werte auch in den höheren Frequenzbereichen zugrunde legt. Weiterhin bestehen Unterschiede zwischen den beiden Berechnungsmodellen der Simulationswerkzeuge, die insbesondere in den höheren Frequenzbereichen zunehmen.

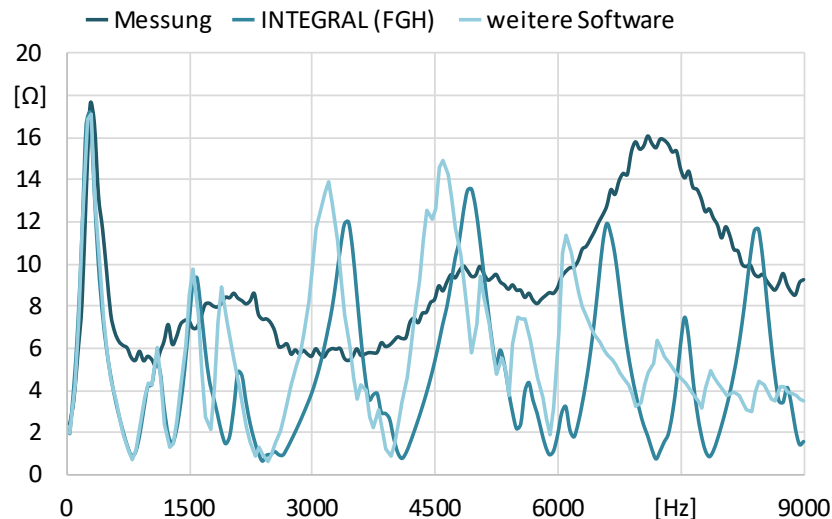


Bild 7 Vergleich von Mess- und Simulationsdaten für die Modellierung mit 50-Hz-Parametern

Sowohl Unterschiede in der Modellstruktur an sich oder Unterschiede in Modellparametrierung können dafür Gründe sein. Die Anwendung dieser Modellierungsvariante der Kabel ist aufgrund unzureichender Nachbildung des elektrischen Verhaltens nicht empfehlenswert.

Die zweite Modellierungsvariante berücksichtigt den konkreten, geometrischen Aufbau der jeweiligen Kabeltypen sowie die Stromverdrängungseffekte (Skin-Effekt) bei höheren Frequenzen (siehe [2]). Der Vergleich von Mess- und Simulationsdaten ist in Bild 8 dargestellt.

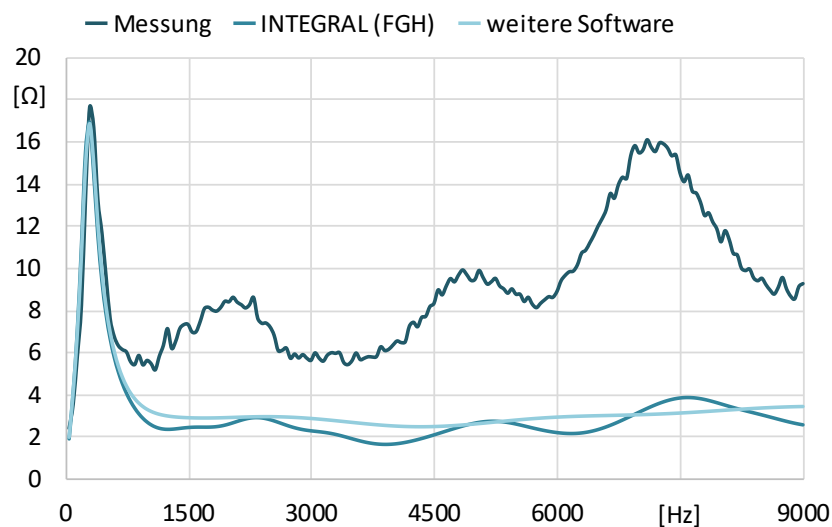


Bild 8 Vergleich von Mess- und Simulationsdaten für die Modellierung mit frequenzabhängigen Betriebsmittelparametern R' , L' und C'

Übereinstimmend mit den Ergebnissen der Modellierungsvariante 1 treffen beide Simulationswerkzeuge die erste Resonanzstelle hinsichtlich des Betrags und der Frequenz mit einer guten Genauigkeit. Die nachfolgenden Resonanzstellen werden von beiden Berechnungswerkzeugen im Betrag deutlich unterschritten. Dies vermittelt den Eindruck von zu starken dämpfenden Netzelementen in den verwendeten Netzmodellen. Deutlich wird dies insbesondere durch den errechneten Impedanzverlauf des Simulationswerkzeugs INTEGRAL. Die Resonanzstellen bei 2,3 kHz, 5 kHz sowie 7,1 kHz werden in ihrer Frequenz ausreichend genau getroffen. Allerdings ist der Absolutbetrag der frequenzabhängigen Netzimpedanz deutlich zu niedrig. Die verwendete Modellierungsvariante der Kabelstrecken wurde anhand weiterer Simulations- und

Messwerte aus [5] validiert und kann somit als Fehlerquelle mit hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Einflüsse durch leerlaufende Transformatoren existieren nicht. Die jeweiligen Leistungsflüsse der Mittelspannungsabgänge wurden am Umspannwerk aggregiert gemessen. Eine Verwendung dieser Leistungen zur Modellierung der unterlagerten Verbraucher der Niederspannungsebene ist daher nicht möglich. Des Weiteren fehlen Informationen über die unterlagerte Niederspannungsebene, bspw. vorhandene Kapazitäten oder dämpfende Netzelemente. Wie in [6] dargestellt, kann der Impedanzwert der Mittelspannungsebene u.a. durch das überlagerte 110-kV-Netz sowie durch die an dieses Hochspannungsnetz angeschlossenen weiteren Mittelspannungsnetze beeinflusst werden. Diese komplexen Wirkungszusammenhänge lassen sich mit der im Rahmen der Untersuchungen verwendeten, einfachen Modellierung des HS-Netzes in Form einer Impedanzgerade auf Basis der vorherrschenden Kurzschlussleistung an der HS-Seite des Umspannwerks nicht nachbilden und stellt eine weitere mögliche Ursache für die Abweichung der Simulations- von den Messdaten dar.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass bei Verwendung eines schaltzustandsgetreuen Netzmodells inklusive der installierten Kabeltypen und -längen eine Bestimmung der ersten Parallelresonanzstelle mit einer hinreichenden Genauigkeit möglich ist. Die Nachbildung des Impedanzverlaufs für die höheren Frequenzen ist dagegen komplex und hängt im hohen Maße von den im Simulationswerkzeug zur Verfügung stehenden Berechnungsmodellen und deren Parametrierungsmöglichkeiten ab. Hierbei hat sich herausgestellt, dass die Nachbildung des Skin-Effekts bei der Betrachtung höherer Frequenzen unverzichtbar ist. Dennoch ergaben sich im betrachteten Fall für den Absolutbetrag der frequenzabhängigen Impedanz Abweichungen im höheren Frequenzbereich, welche auf die Wirkungen der Impedanzen der überlagerten Hochspannungsebene sowie der unterlagerten Niederspannungsebene zurückzuführen sind.

Entwicklung neuer Bewertungsverfahren (AP 6)

Bereits in [3] wurden mit Hilfe von detaillierten Simulationsszenarien die ausgewählten Bewertungsverfahren hinsichtlich der resultierenden Spannungsverzerrung bzw. der Ausnutzung der zulässigen Störeinträge analysiert und Vorschläge zur Verbesserung und Optimierung der nationalen Berechnungsverfahren abgeleitet. Im aktuellen Berichtszeitraum wurden diese Verbesserungsansätze im Rahmen eines modifizierten Bewertungsverfahrens eingearbeitet. Kernaspekt des modifizierten Bewertungsverfahrens ist die untenstehende Gleichung zur Berechnung der Oberschwingungsstromgrenzwerte. Dabei wurde ein für alle Netznutzer (Erzeuger, Abnehmer, Speicher) einheitlicher Gleichungsansatz auf Basis der „D-A-CH-CZ“-Richtlinie [7] gewählt. Dieser Ansatz ermöglicht eine diskriminierungsfreie Behandlung aller Netznutzer sowie eine netzweite, die Netzkapazität und Anlagenleistung berücksichtigende Koordination der Oberschwingungsstromgrenzwerte. Weiterhin ist es möglich Gleichzeitigkeiten und Gleichphasigkeiten bei Bedarf genauer zu quantifizieren und den Einfluss der frequenzabhängigen Netzimpedanz bspw. durch Resonanzstellen bei der Grenzwertbestimmung zu berücksichtigen. Die konkrete Gleichung zur Berechnung des Oberschwingungsstromgrenzwerts I_h der Ordnung h stellt sich folgendermaßen dar:

$$I_h = \frac{u_{G,HS}}{h} \cdot \frac{1}{k_{Res}} \cdot \frac{S_{kV}}{S_A} \cdot \left(\frac{S_A}{(k_E + k_B + k_S) \cdot S_{Netz}} \cdot \frac{1}{g} \right)^{\frac{1}{\alpha}}$$

Die in der Gleichung genutzten Faktoren haben folgende Bedeutung:

$u_{G,HS}$:= zulässige Oberschwingungsgrenzwerte für HS-Ebene

k_{Res} := Resonanzfaktor zur Berücksichtigung von Netzresonanzen

k_E, k_B, k_S := Netzkapazitätsfaktoren für Erzeuger, Abnehmer und Speicher

g := Gleichzeitigkeitsfaktor

S_{Netz} := fiktive Netzleistung

α := Summationsfaktor zur Abbildung der Gleichphasigkeit

Analog zum Vorgehen in [3] soll die modifizierte Bewertungsgleichung anhand netzbezogener Simulationen mit dem derzeit angewendeten Verfahren VDE-AR-N 4120 [8] bzw. für Abnehmer der DACHCZ-Richtlinie verglichen werden. Dabei werden die bereits im Rahmen von AP 5 erwähnten Referenznetze verwendet.

Zur einfacheren Ergebnisanalyse wird die Bewertungsgröße des sogenannten Ausnutzungsgrades – kurz ANG – eingeführt. Dieser beschreibt das Verhältnis aus der simulierten, durch die vorgegebenen Stromgrenzwerte hervorgerufenen Oberschwingungsspannung U_h und dem netzweit vorgegebenen Oberschwingungsspannungsgrenzwert U_{Grenz} :

$$ANG = \frac{U_h}{U_{Grenz}}$$

U_{Grenz} basiert auf den Planungspegeln der IEC 61000-3-6. Weiterhin wurden praxisübliche Werte für die in der Bewertungsgleichung verwendeten Parameter festgelegt. Dabei wurde berücksichtigt, dass die Werte eine konservative Abschätzung darstellen und somit von jedem Netzbetreiber verwendet werden können.

Parameter	Standardwert	Parameter	Standardwert
g	1.0	k_{Res}	1.0
k_B	0.7	$\alpha(h)$	[1, 1.4, 2]
k_E	1.1	$u_{G,HS}$	IEC-61000-3-6

Bild 9 stellt drei verschiedene Ergebnisse für ein städtisches HS-Netz dar. Im oberen Teil des Bildes ist der oben erläuterte Ausnutzungsgrad, der sich bei Berechnung der Oberschwingungsstromgrenzwerte mit dem aktuell in Deutschland angewendeten Verfahren (und Anwenden dieser Stromgrenzwerte als Emissionen der Anlagen im Rahmen der Simulationen) ergibt, dargestellt. Im mittleren Teil ist die entsprechende Ergebnisgröße bei Verwendung des modifizierten Bewertungsverfahrens bei Verwendung der Standardparameter illustriert. Der untere Bildteil zeigt ebenfalls das modifizierte Bewertungsverfahren, diesmal wurde allerdings angenommen, dass die Netzimpedanz (bspw. durch Messung oder Simulation) bekannt ist. Dies wird durch einen ordnungsspezifischen Resonanzfaktor, der sowohl größer als auch kleiner 1 sein kann, repräsentiert. Die Bandbreiten ergeben sich analog zu den Ausführungen zu AP5, aus der Betrachtung mehrerer Netzknoten und probabilistischen Realisierungen des EZA-Verhaltens gemäß den Ausführungen zu AP3.

Es ist offensichtlich, dass der ANG sowohl bei Anwendung des derzeitigen Verfahrens bei der Anschlussbewertung als auch bei Verwendung der modifizierten Gleichung deutlich über 1 liegt, die netzweiten Spannungsgrenzwerte also deutlich überschritten werden. Dies ist durch die Verwendung der Standardparameter, aber insbesondere der Simulationsmethodik zu begründen. Hierbei stellt die Einspeisung der OS-Ströme mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 eine Worst-Case-Abschätzung dar. Auch der Resonanzfaktor von $k_{Res} = 1$ kann eine Unterschätzung der Impedanz darstellen und somit zu überhöhten Grenzwertströmen führen. Weiterhin prägen alle Anlagen (zur gleichen Zeit) die maximalen Stromwerte ein. Somit sind die folgenden Untersuchungsergebnisse insbesondere relativ zueinander zu

betrachten, d.h. inwiefern führt eine Veränderung der Parameter des modifizierten Bewertungsverfahrens zu einer nachhaltigen, aber ebenfalls zulässigen Ausnutzung der Spannungsgrenzwerte.

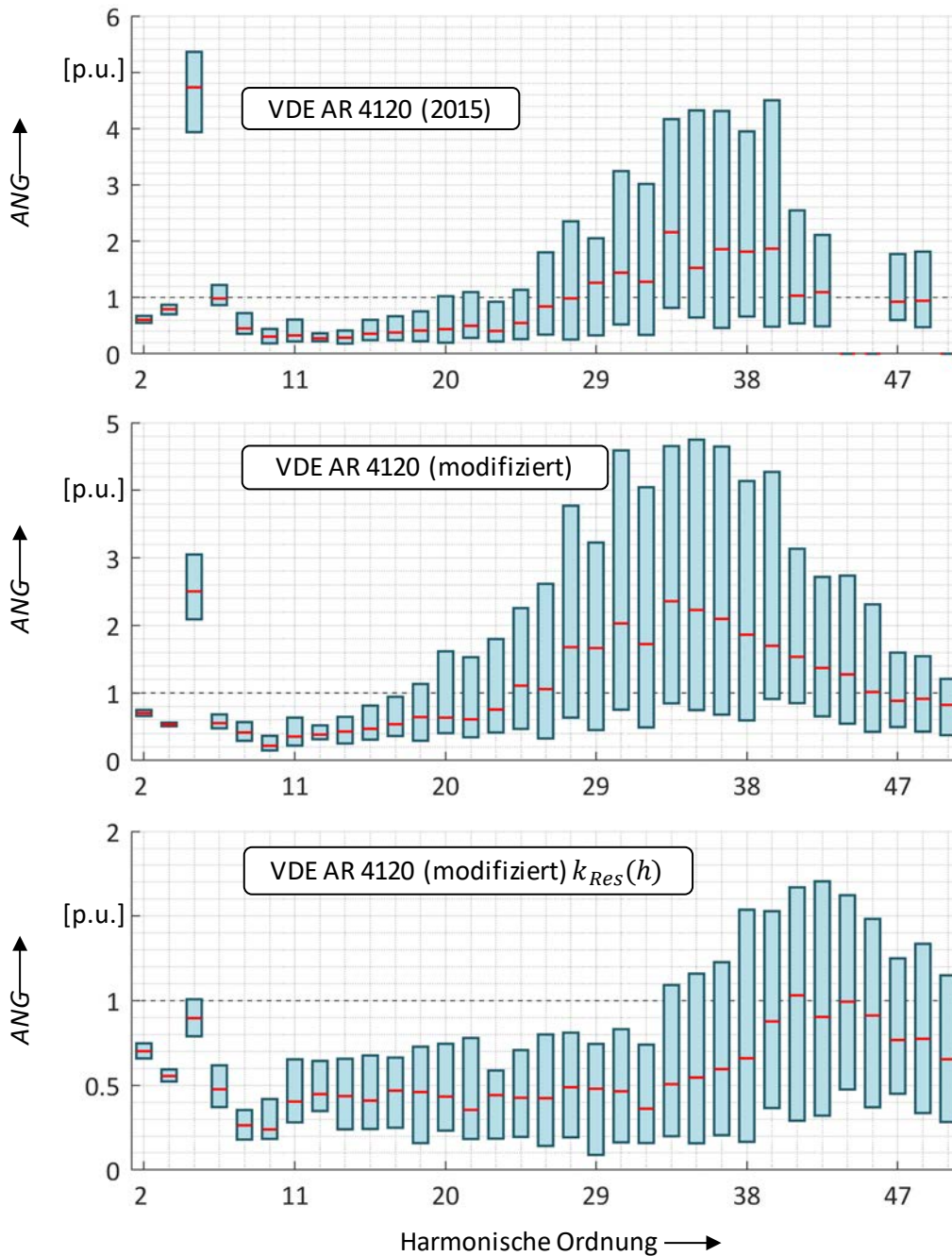


Bild 9 Ausnutzungsgrade des aktuellen und modifizierten Bewertungsverfahrens

Bei Betrachtung der Ergebnisse für das Verfahren VDE AR 4120 (2015) ist eine ausgeprägte Resonanz in der 5. Ordnung durch die maximale Überschreitung des Störeintrags um den Faktor 5 zu erkennen. Die gleiche Resonanz ist auch bei Verwendung des modifizierten Verfahrens zu verzeichnen. Allerdings ist die maximale Überschreitung des zulässigen Störeintrags um den Faktor 3 deutlich geringer. In den höheren Ordnungen ist ein geringfügiger Anstieg des Ausnutzungsgrades erkennbar. Festzuhalten ist allerdings eine Reduktion für die Überschreitung der Grenzwerte in den niedrigen harmonischen Ordnungen bei Verwendung des modifizierten Bewertungsverfahrens.

Sind die Netzimpedanzen an den jeweiligen Anschlusspunkten genauer bekannt, so dass der Resonanz-

faktor in der Bewertungsgleichung entsprechend für jede Ordnung parametrisiert werden kann, ist zu erkennen, dass der Ausnutzungsgrad im Durchschnitt unter dem Wert 1 liegt, die zulässigen Grenzwerte also nicht überschritten werden. Dies setzt aber die gesicherte und praxisgerechte Ermittlung der frequenzabhängigen Netzimpedanz bzw. der zu erwarteten ungünstigsten Verhältnisse voraus, siehe „Leistungsfähige Netzsimulationen“ im vorangegangenen Kapitel. Die Ermittlung des Verlaufs der Netzimpedanz bis zu ersten Resonanzstelle ist oftmals auch mit wenig Informationen möglich. Im höheren Frequenzbereich und auch bei nachgelagerten Resonanzstellen ist allerdings eine umfangreichere Datenbasis, insbesondere über unterlagerte Spannungsebenen, notwendig. Der stärkere Einbezug der frequenzabhängigen Netzimpedanz am Anschlusspunkt bei der Oberschwingungsbewertung hat sich dennoch als klare Empfehlung herausgestellt.

Erkenntnisse und Schlussfolgerungen (auch anderer Arbeitspakete)

Im Folgenden sind die wesentlichen Kernaussagen des Projektes beschrieben:

- Die Modellierung einer EZE als reine Stromquelle ist unzureichend. Hier ist eine parallelgeschaltete frequenzabhängige Wechselrichterimpedanz realistischer, so dass der Effekt von in die EZE fließende Netzvorbelastung sowie in der EZE verbleibende Umrichteremissionen abgebildet werden können. Aus dem resultierenden Norton-Ersatzschaltbild ergibt sich nach Umwandlung einer Spannungsquelle mit Innenimpedanz (Thévenin-Ersatzschaltbild), was verdeutlicht, dass die Annahme einer von der Impedanz des Netzes am Netzanschlusspunkt unabhängigen Einspeisung von Oberschwingungsströmen als Nachbildung der Umrichter fehlerhaft ist.
- Die quellenbedingten Emissionen (Umrichter am sauberen Netz) sind aufgrund der heutigen Wechselrichtertopologien und Taktzahlen sehr gering, und erst durch das Zusammenwirken von Netzimpedanz und der Umrichterimpedanz kommt es, insbesondere in der Nähe der Resonanzstellen, zu signifikanten Oberschwingungsemissionen der Anlage.
- Die Emission und auch die Impedanz einer EZA bzw. EZE sind zudem stark abhängig von der Vorbelastung und auch vom Arbeitspunkt der Anlage. Weiterhin kann eine Kopplung der Emission zwischen verschiedenen harmonischen Ordnungen vorhanden sein. Letztere ist aber zumeist gering, so dass die Anwendung der harmonischen Analyse als Berechnungsverfahren, bei dem die Oberschwingungen getrennt voneinander berechnet werden, noch hinreichend ist.
- Die Bestimmung der ersten Resonanzstelle ist quantitativ möglich; für den höheren Frequenzbereich erfordert dies eine aufwendige Modellierung und gelingt möglicherweise trotzdem nur eingeschränkt. Die Ergebnisse hängen im hohen Maße von der Qualität und dem Detaillierungsgrad der Eingangsdaten (Netzdaten, Impedanzen unter-/ überlagerter Netzebenen) sowie von den im Simulationswerkzeug zur Verfügung stehenden Berechnungsmodellen und deren Parametrierungsmöglichkeiten ab.
- Im Rahmen netzweiter Simulationen kommt der exakten Modellierung der benachbarten Netzebenen eine erhebliche Bedeutung zu; möglichst exakte Verläufe der Impedanzen werden hier empfohlen. Grundsätzlich wird die Berechnung der Netzimpedanz als ein Anwendungsfall für den Netzbetreiber gesehen, wohingegen das Berechnen von Pegeln aufgrund der sehr komplexen Wirkungszusammenhänge eher im wissenschaftlichen Bereich gesehen wird.
- Die Erweiterung bestehender Netzanschlussrichtlinien aus Oberschwingungssicht kann eine zu restriktive Bewertung vermeiden, erfordert aber gleichzeitig auch weitere Daten (bspw. über den konkreten Verlauf der Netzimpedanz am Anschlusspunkt).
- Für weitere Überlegungen könnte eine Typprüfung von EZE an einer Bandbreite frequenzabhängiger Netzimpedanzen, wie sie an den Installationsorten vorliegen können, ergänzt um Simula-

tionen zur Ermittlung der Netzresonanzen unter Einbezug der geplanten EZA, ein Leitfaden für eine Idee zu veränderten Nachweisverfahren darstellen.

Literatur

- [1] FGH: Jahresbericht 2015, Seite 33-35
- [2] FGH: Jahresbericht 2016, Seite 43-51
- [3] FGH: Jahresbericht 2017, Seite 31-38
- [4] K. Malekian, F. Safargholi, M. Hoven et al.: Characteristic Parameters and Reference Networks of German Distribution Grid (LV, MV and HV) for Power System Studies, ETG Kongress, Bonn, 2017
- [5] K. Malekian, U. Schmidt, A. Hoshmeh und A. Shirvani: Frequency Dependent Model of Underground Cables for Harmonic Calculations in Frequency Domain, in 6th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE), Yogyakarta, Indonesia, 2016
- [6] Frequenzabhängige Verbraucherstrukturen und deren Zusammenwirken mit dem elektrischen Verteilnetz, FGH e.V., AiF-Bericht 7393, Mannheim, 1990
- [7] D-A-CH-CZ Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen – Ergänzungsdokument zur Beurteilung von Anlagen für den Anschluss an Hochspannungsverteilstnetze
- [8] Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz, VDE-AR-N 4120

Ansprechpartner FGH ▪ M. Sc. Max Hoven
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts

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

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.01.2017 – 31.12.2020

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

Motivation und Zielsetzung

Ein zunehmender Teil der deutschen Stromerzeugung erfolgt auf Basis erneuerbarer Energien (EE), wodurch zwei wesentliche Herausforderungen entstehen: Zum einen erfolgt die Erzeugung dargebotsabhängig und ist somit nicht an die Nachfrage gekoppelt. Zum anderen ist der überwiegende Teil der EE-Anlagen in den unteren Spannungsebenen des Verteilungsnetzes installiert. Diese Netzebenen wurden in der Vergangenheit ausschließlich für die Versorgung der angeschlossenen Lasten (Haushalte oder Gewerbekunden) ausgelegt. Mit dem Ausbau der EE-Anlagen geraten sie zunehmend an ihre Belastungsgrenzen; in vielen Netzen erfordert jeder weitere Zubau auch Netzausbau, sofern keine alternative Maßnahme zur Netzentlastung verfügbar ist. Ein zukünftig zunehmend zu erwartender Leistungsbezug für elektrische Wärme oder Mobilität verschärft diese Problemstellung weiter. Gegenüber einer klassischen und investitionsintensiven Netzverstärkung werden aktuell eine Vielzahl von innovativen Lösungsansätzen diskutiert, die diese Herausforderungen adressieren.

Im Rahmen des Projektes enera werden verschiedene derartige Lösungen entwickelt sowie anhand von Studien untersucht und bewertet. Darüber hinaus werden eine Reihe von Demonstrationsvorhaben in einer Modellregion in Niedersachsen erprobt mit dem Anspruch der Gewährleistung einer deutschlandweiten und teilweise internationalen Übertragbarkeit. Inhaltlicher Kern ist dabei die Erkennung und Behebung von temporär auftretenden Netzengpässen durch steuernden oder regelnden Eingriff im Netz und – soweit möglich marktbasiert – beim Kunden. Dies wird auch als aktiver Netzbetrieb bezeichnet. Eine Grundvoraussetzung hierfür ist die Modernisierung und Digitalisierung der Netzinfrastruktur. Dazu werden im Projekt eine Reihe innovativer Netzkomponenten, Verfahren und Prozesse erprobt, etwa zur Erfassung und Verwaltung umfangreicher Datenmengen der Messgeräte oder zur Ansteuerung von Betriebsmitteln.

Die verfügbare Anpassung des Leistungsbezugs bzw. der Leistungseinspeisung von Kundenanlagen wird auch als Flexibilität bezeichnet. Um zusätzliche Flexibilitätspotentiale von dezentralen Erzeugungsanlagen, Verbrauchern und Energiespeichern anzureizen und eine volkswirtschaftlich kosteneffiziente Behebung von auftretenden Engpässen zu gewährleisten, wird eine regionale Marktplattform entwickelt, auf der Flexibilitätsanbieter passende Produkte bereitstellen können. Im Falle vorliegender oder prognostizierter Engpässe kann dann der Netzbetreiber diese Flexibilitätsprodukte kontrahieren. Eine erste Version dieser Marktplattform ist bereits in Kooperation mit der Strombörse EPEX SPOT SE gestartet [1]. Die Erprobung und Bewertung dieses neuen Ansatzes zur Flexibilitätsbereitstellung ist ein wichtiger Teil des Gesamtprojektes.

Ziele und Tätigkeiten der FGH

Die Projektstätigkeit der FGH lässt sich in verschiedene Themenblöcke untergliedern, deren inhaltliche Trennung sich auch in der projektinternen Organisationsstruktur durch Zugehörigkeit zu verschiedenen Arbeitspaketen wiederfindet.

Synthetische Eingangsdaten

Im vergangenen Projektjahr hat sich ein erheblicher Bedarf für eine Vielzahl von Eingangsdaten gezeigt, der nur unzureichend aus verfügbaren öffentlichen Quellen oder über Projektpartner gedeckt werden kann. Zur Erzeugung dieser Daten wurden deshalb Modelle entwickelt und wiederum mit zugänglichen Informationen und öffentlich frei verfügbaren Daten gespeist. Diese Modelle werden nachfolgend kurz beschrieben.

Synthetische Verteilungsnetze

Daten heutiger Verteilungsnetze stellen Betriebsgeheimnisse der Netzbetreiber dar und sind deshalb nicht umfassend öffentlich zugänglich. Auch wenn Netze der Projektpartner zur Untersuchung im Projekt zur Verfügung stehen, sind diese nicht zur Beantwortung aller Fragestellungen im Projekt geeignet. Dies betrifft wesentlich Untersuchungen für den betrachteten Szenariohorizont 2030 bis 2050. Hier allein mit heutigen Netzmodellen zu rechnen ist nicht sinnvoll. Zum anderen ist ein Anspruch im Projekt, die Ergebnisse auch über die Modellregion hinaus zu übertragen. Da die Verteilungsnetze aber sehr vielfältig ausgeprägt sind, muss auch diese Vielfalt Berücksichtigung finden. Es ist deshalb notwendig, Verteilungsnetze synthetisch zu erzeugen und dabei sowohl die Vielfältigkeit der Netze und der jeweils zugrunde liegenden Versorgungsaufgabe als auch deren mögliche zukünftige Entwicklung abzubilden. Dazu umfasst das im Rahmen des Projekts entwickelte Modell der FGH die Verwendung öffentlich verfügbarer Datensätze und Register zur Erstellung regionalen aufgeschlüsselter Netzkunden und Anlagen. Diese Daten lassen sich über eine definierte Schnittstelle einfach in Abhängigkeit des betrachteten Szenarios regionalspezifisch anpassen bzw. vorgeben. Um eine realistische lokale Aufschlüsselung innerhalb eines Netzgebietes zu ermöglichen, werden verfügbare hochaufgelöste geografische Strukturdaten für die betrachtete Netzregion ausgewertet. Unter Anwendung eines angepassten Tourenplanungsalgorithmus wird letztendlich die Netzstruktur aufgebaut. Ein so erzeugtes beispielhaftes Mittelspannungsnetz zeigt Bild 1.

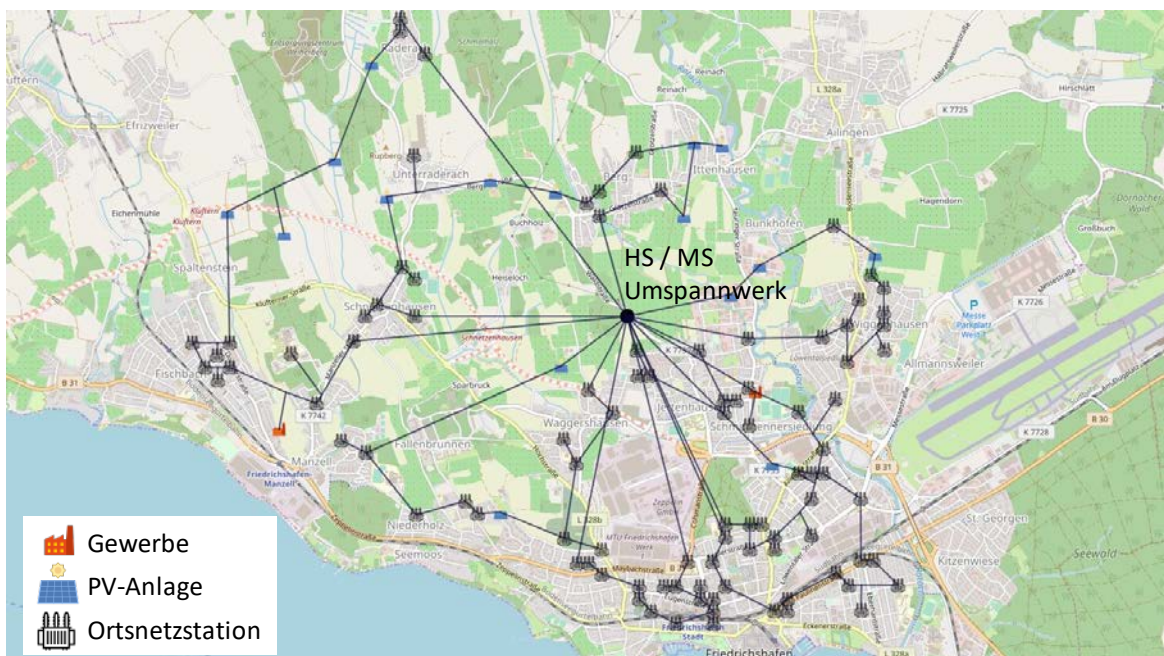


Bild 1 Beispielhaftes synthetisches Mittelspannungsnetz

Synthetische Zeitreihen der Netznutzung

Zeitreihen der Netznutzung sind eine erforderliche Eingangsgröße der im Projekt entwickelten Modelle. Sie stehen jedoch nicht in erforderlichem Umfang zur Verfügung. Oft ist eine Zuordnung von verfügbaren

Messdaten von Anlagen zu Standorten aus Datenschutzgründen nicht möglich. Zudem müssen gerade bei Betrachtung der synthetischen Netze eine Vielzahl von Messdaten zur Verfügung stehen, um regionale Einflüsse abbilden zu können. Auch hier ist also ein Ansatz zur synthetischen Erzeugung der Eingangsdaten erforderlich. Hierbei ist eine wichtige Anforderung, diese Zeitreihen möglichst realistisch auszugestalten. Dazu erfolgt etwa die Modellierung der Leistungszeitreihen von Windenergieanlagen auf Basis hochaufgelöster Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes [2]. So werden insbesondere lokale Unterschiede der Einspeisung der Anlagen des betrachteten Verteilungsnetzes berücksichtigt. Zur Berücksichtigung verschiedener Anlagentypen stehen 70 Kennlinien zur Verfügung. Zur Höhenextrapolation der Windgeschwindigkeit werden Rauigkeitslängen aus geografischen Daten abgeleitet. Ein vergleichbares Vorgehen findet auch für die Bestimmung der PV-Einspeisung statt.

Weiterhin wurden Modelle für die Bestimmung von Verbraucherzeitreihen in Abhängigkeit der Verbrauchsgruppen (bspw. Privathaushalte, Gewerbe) entwickelt. Da ein zentraler Fokus auch auf der Betrachtung zukünftiger Netze liegt, wurden zudem Modelle zur Erstellung von Zeitreihen für neuartige Verbraucher wie Heimspeicher, Elektrokraftfahrzeuge und Wärmepumpen entwickelt.

Synthetische Prognosen der Netznutzung

Kurzfristige Prognosezeitreihen der Lasten und Einspeisungen stellen für die Simulation des aktiven Verteilungsnetzbetriebs unter Berücksichtigung eines regionalen Flexibilitätsmarktes und den damit verbundenen Vorlaufzeiten eine notwendige Eingangsgröße dar. Heute spielen solche Prognosen im Verteilungsnetzbetrieb keine Rolle – höchstens in der Schaltplanung kommen Berechnungen auf Basis einfacher Profile oder durch Rückgriff auf wenige historische Netznutzungsfälle zur Anwendung – und werden deshalb höchstens in Forschungs- oder Pilotprojekten erstellt, sind dann aber nur selten öffentlich frei zugänglich. Für den Umfang an notwendigen Daten sind die öffentlich verfügbaren Daten ohnehin nicht hinreichend. Zudem müssen die erstellten Prognosen zu den synthetischen Messzeitreihen passen. Deshalb wurde ein Verfahren entwickelt, welches synthetische Prognosen basierend auf den verfügbaren Informationen – im einfachsten Fall sind dies nur die synthetischen Zeitreihen der Netznutzung – erstellt. Ein derartiges Verfahren kann hinsichtlich der Prognosegüte nicht mit kommerziell entwickelten Prognosen unter Einbezug einer Vielzahl von Daten, wie beispielsweise Wetterinformationen, konkurrieren. Daher wurden Methoden entwickelt, die die erstellten Prognosen auf Basis der tatsächlichen Netznutzungsdaten hinsichtlich einer vorgegebenen Güte anpassen. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, die Prognosen derart anzupassen, dass vorgegebene Kenngrößen bezüglich zeitlicher und räumlicher stochastischer Abhängigkeiten der Prognosefehler erfüllt werden können. So erstellte und angepasste Prognosen können als Eingangsgröße der Netzbetriebssimulation für Sensitivitätsuntersuchungen bzgl. der genannten Kenngrößen verwendet werden, auf deren Basis sich Aussagen zur Abhängigkeit von Prognosegüte und dem Ablauf des Netzbetriebes formulieren lassen.

Entwicklung eines Verfahrens zur Simulation des aktiven Netzbetriebs

In zukünftigen aktiven Verteilungsnetzen können Netzbetreiber auf eine Vielzahl von betrieblichen Maßnahmen zurückgreifen, um temporären Netzengpässen – also möglichen Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes oder der thermischen Belastbarkeit von Betriebsmitteln – entgegenzuwirken. Neben netzbezogenen Maßnahmen kann dabei auch die Kontrahierung marktseitig angebotener Flexibilitätsprodukte erfolgen. Da dies mit zeitlichem Vorlauf zur tatsächlichen Realisierung erfolgt, muss der Netzbetreiber im Rahmen der Betriebsplanung bereits für zukünftige und somit unsichere Zeitpunkte Entscheidungen treffen. Er steht deshalb vor der Herausforderung, den Netzbetrieb unter Berücksichtigung aller relevanten verfügbaren Freiheitsgrade möglichst effizient zu koordinieren, zukünftige Netzzustände zu prognostizieren und hierbei auch Prognoseunsicherheiten zu berücksichtigen. Um mögliche Ausgestaltungen dieses zukünftigen Betriebsplanungsprozesses abzubilden, wird im Rahmen des Beitrags der FGH

eine Optimierungsplattform entwickelt, die die Betriebsplanungsprozesse zukünftiger Verteilungsnetze simuliert. Auf Basis dieser Plattform können dann Anforderungen an die bereitzustellende Flexibilität oder die Ausgestaltung der Betriebsplanung abgeleitet werden. Verschiedene Betriebskonzepte können so bewertet werden.

Die Optimierungsplattform wird auf thermische Engpässe an Transformatoren und Leitungen sowie Spannungsbandverletzungen an allen Netzknoten des Mittelspannungsnetzes angewandt. Das Verfahren ist aber grundsätzlich auch für Untersuchung von Engpässen auf anderen Spannungsebenen geeignet. Zu den betrachteten betrieblichen Anpassungsmaßnahmen zählen Stufungen der Transformatoren, Schaltmaßnahmen, Anpassung der Blindleistung von Kundenanlagen und der Bezug von Wirkleistung vorrangig über die Kontrahierung von Flexibilitätsprodukten. Nachrangig können auch einzelne Anlagen abgeregelt werden, wenn dies zur Gewährleistung der Netzsicherheit notwendig ist. Ebenso werden Ausfälle von Betriebsmitteln und Kundenanlagen in der Betriebsplanung mitberücksichtigt, wenn in der Konsequenz eines Ausfalls unter Nichtergreifung präventiver Maßnahmen eine Überlastung entsteht, die nur durch eine unbedingt zu vermeidende Abschaltung von Verbraucherlasten kurativ beherrscht werden kann.

Der Verfahrensablauf lässt sich in drei Teilschritte untergliedern (vgl. Bild 2), die im Rahmen der Betriebsplanung bei Eintreffen aktualisierter Informationen wie neuen Prognosen oder der Verfügbarkeit neuer betrieblicher Engpassbehebungsmaßnahmen iterativ wiederholt werden. Nachfolgend werden diese drei Blöcke näher erläutert.

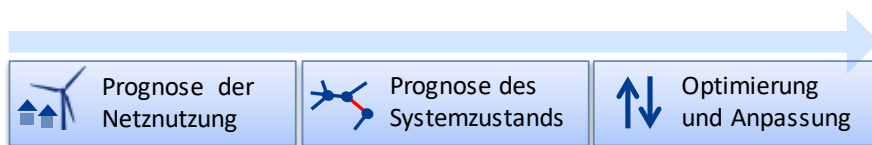


Bild 2 Iterativ wiederholter Teilprozess des Gesamtverfahrens

Prognose der Netznutzung

Eingangsgröße des Prozesses stellt eine deterministische Netznutzungsprognose dar, die der Netzbetreiber typischerweise von einem Prognoseanbieter bezieht. Zur Beantwortung der Fragestellungen im Projekt wird diese Prognose, wie zuvor beschrieben, synthetisch erzeugt. Sie umfasst die Leistungseinspeisung bzw. den -bezug aller am Netz angeschlossenen Kundenanlagen. Insbesondere die Prognose der wetterabhängigen Einspeisung von PV und Wind ist mit hohen Unsicherheiten behaftet. Gegenüber bereits heute gängiger Einspeiseprognosen für die Betriebsplanung im Übertragungsnetz ist durch die geringe räumliche Aggregation der Anlagen auf der Ebene der Mittelspannungsknoten eine deutlich schlechtere Prognosegüte unvermeidlich. Zudem nimmt die Prognosegüte erheblich mit zunehmendem Prognosehorizont ab. Deshalb ist es notwendig, Vorlaufzeiten der Maßnahmen kurz zu halten und den Betriebsplanungsprozess möglichst kurzfristig vor der Betriebsführung durchzuführen. Da sich aber selbst für Kurzfristprognosen mit einem Horizont weniger Stunden erhebliche Abweichungen ergeben können [3], ist zusätzlich zu den deterministischen Prognosen eine Risikobewertung auf Basis einer Abschätzung von Prognosefehlern sinnvoll.

Hierzu wird ein entwickeltes Verfahrensmodul eingesetzt, welches auf Basis historischer Prognose- und zugehöriger Ist-Daten der Netznutzung historische Prognosefehler bestimmt. Diese historischen Prognosefehler werden zunächst anhand ihrer Ähnlichkeit zum aktuell prognostizierten Zeitpunkt gewichtet. Die Gewichtung erfolgt dafür auf Basis verschiedener Merkmale. Dazu zählt etwa die prognostizierte Einspeisung, die Tages- und Jahreszeit oder der Prognosehorizont. Anschaulich bedeutet dies, dass zu einer aktuellen Prognose für einen Zeitstempel in einem Sommermonat zur Mittagszeit mit hoher PV-Einspeisung und geringem Wind historische Prognosefehler gefiltert werden, die tendenziell in diesen Merkmalen

übereinstimmen. Die sinnvolle Wahl der Merkmale ist dabei eine wichtige Aufgabe. Wenn etwa besondere wettertechnische Ereignisse den Prognosefehler entscheidend beeinflussen, ist es sinnvoll, diese ebenfalls als Merkmale mit zu berücksichtigen. Eine etwaige Berücksichtigung ist hierbei aber gegenüber dem Umfang der historischen Datenbasis und der Häufigkeit solcher Merkmalsausprägungen in der Vergangenheit abzuwägen. Zur Bestimmung der Ähnlichkeit historischer und aktueller Zeitstempel werden die Merkmale als Dimensionen betrachtet. Der Unterschied zum aktuellen Zeitstempel kann dann als Euklidische Distanz bestimmt werden kann. Unter Zuhilfenahme des Nadaraya-Watson-Schätzers werden die historischen Datenpunkte anschließend in Abhängigkeit der Euklidischen Distanz gewichtet. Dies ist beispielhaft im linken Teil des Bildes 3 dargestellt.

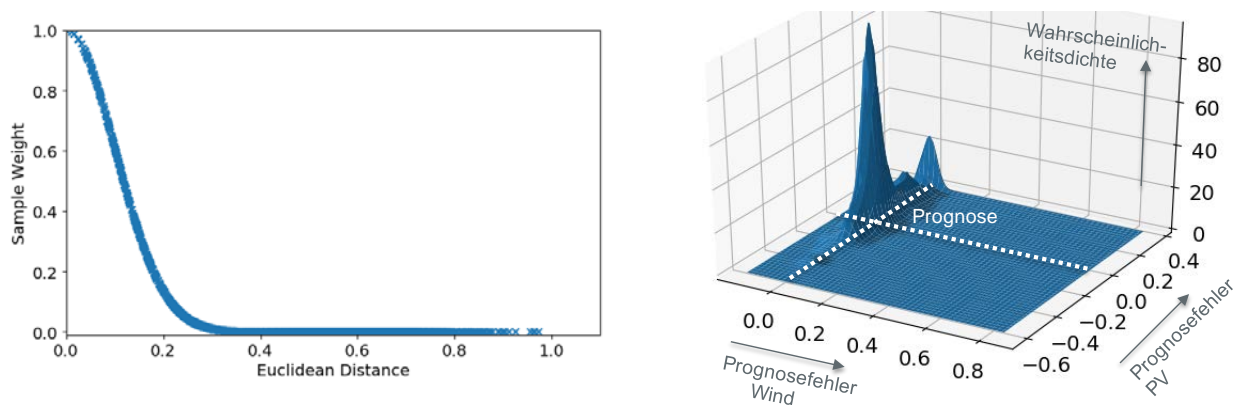


Bild 3 Links: Gewichtung historischer Prognosefehler nach Ähnlichkeit zur aktuellen Prognose
Rechts: Prognosefehlerverteilung auf Basis von multivariater Kerndichteschätzung

Auf Grundlage der gewichteten historischen Prognosefehler wird anschließend eine multivariate Prognosefehlerverteilungsfunktion für den aktuell betrachteten Zeitstempel bestimmt. Jede betrachtete unsichere prognostizierte Größe wird dazu als Dimension betrachtet. Dazu zählen etwa prognostizierte Lasten und Einspeisungen. Die Berechnung der Verteilungsfunktion erfolgt durch eine multivariate Kerndichteschätzung. Die historischen gewichteten Prognosefehler bilden dabei die zugrundeliegende Stichprobe. Für intervallbeschränkte prognostizierte Größen, wie etwa die Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen, eignen sich betaverteilte Kerne. Für nichtbeschränkt zu modellierende prognostizierte Größen, bspw. Lasten, eignen sich hingegen Gaußkerne. Unterschiedliche Kerne je nach Dimension sind möglich und werden über Multiplikationskerne multidimensional bestimmt. Bild 3 zeigt auf der rechten Seite ein zweidimensionales Beispiel einer resultierenden bivariaten Prognosefehlerverteilung für einen Zeitstempel um den Prognosepunkt. Die Darstellung bezieht sich dabei auf einen Netzknoten mit angeschlossener Einspeisung auf Basis von Wind und PV, die jeweils auf den Knoten bezogen aggregiert prognostiziert werden.

Prognose des Systemzustands

Zur Bestimmung des prognostizierten Systemzustands erfolgt eine Leistungsflussberechnung auf Basis der deterministischen Prognosedaten. Zur Beurteilung der Unsicherheit bezüglich prognostizierter Auslastungen der Betriebsmittel und der Wahrscheinlichkeit möglicher Engpässe ist darüber hinaus die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Betriebsmittelauslastungen zu bestimmen. Bei kleinen Prognosefehlern und somit geringen Abweichungen vom Arbeitspunkt der deterministischen Prognose ist die Auslastung der Betriebsmittel bei auftretenden Prognosefehlern gut linear anzunähern. Die linearisierten Zusammenhänge zwischen Änderung der Auslastung der Betriebsmittel und Änderung der prognostizierten Größen lassen sich auf Basis der Jacobimatrix bestimmen. Diese Wirkzusammenhänge resultieren somit unmittelbar aus dem Ergebnis der Leistungsflussberechnung und werden auch als Sensitivitäten bezeichnet. Auf Basis dieser

Sensitivitäten können Linearkombinationen der Prognosefehler der betrachteten Dimensionen definiert werden, die zu einer identischen Auslastung eines Betriebsmittels führen. Für diese Auslastung lässt sich anschließend unter Berücksichtigung der bereits aufgestellten Verteilungsfunktion der Prognosefehler eine Zustandswahrscheinlichkeit angeben. Basierend auf einer wiederholten Bestimmung der Wahrscheinlichkeit für unterschiedliche Auslastungen ist so eine Verteilungsfunktion für Auslastungen der Betriebsmittel bestimmbar. Bild 4 zeigt dies beispielhaft für ein Betriebsmittel und einen Zeitpunkt. Der Darstellung ist zu entnehmen, dass Zustände bis zu einer Abweichung von ca. 30 % der Auslastung mit relevanten Eintrittswahrscheinlichkeiten auftreten können. Diese Aussage lässt sich auch an probabilistischen Kenngrößen festmachen: Für ein Sicherheitsniveau von 99 % beträgt die kritische Zunahme der Auslastung 33 %. Nur noch 1 % der möglichen Zustände führen dann zu höheren Änderungen der Auslastung.

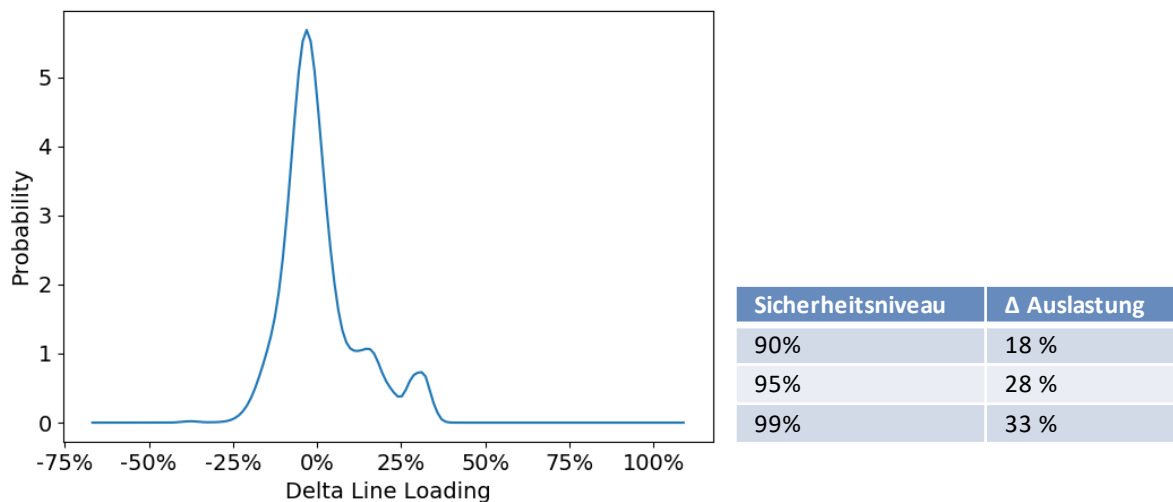


Bild 4 Beispielhafte Darstellung der Auslastungsänderung einer Leitung in Abhängigkeit der Zustandswahrscheinlichkeit

Mögliche Stromengpässe liegen vor, wenn die Summe aus deterministischer Betriebsmittelauslastung und der mit dem beschriebenen Vorgehen bestimmten Änderung der Auslastung unter Berücksichtigung eines gewählten Sicherheitsniveaus oberhalb der zulässigen Auslastung des Betriebsmittels liegen.

Die aufgrund der linearisierten Wirkzusammenhänge zwischen Prognosefehler und Auslastung der Betriebsmittel auftretenden Fehler beeinflussen die Güte des Verfahrens. Ein sinnvoller Schritt ist deshalb, weitere Lastflussberechnungen unter Einbezug von Prognosefehlern in der Umgebung der deterministischen Prognose durchzuführen und in die Berechnung der Betriebsmittelauslastung miteinzubeziehen.

Das beschriebene Vorgehen eignet sich analog für die Bestimmung von Spannungsabweichungen und möglichen Spannungsbandverletzungen.

Optimierung und Anpassung

Die Bestimmung eines optimalen Netzbetriebs ist eine komplexe Aufgabe, bei der eine Vielzahl von Freiheitsgraden berücksichtigt werden muss. Dies umfasst im Zeitbereich der Betriebsplanung zunächst alle Maßnahmen, für die Entscheidungen mit zeitlichem Vorlauf und somit im Voraus für den zu planenden zukünftigen Betriebszeitpunkt getroffen werden müssen. Darunter fällt die Entscheidung über die Kontrahierung der zuvor beschriebenen marktseitigen Flexibilitäten. Um die Auswahl der Maßnahmen sowie die Bestimmung des notwendigen Umfangs korrekt bestimmen zu können, müssen bei einer Simulation des Netzbetriebs aber auch alle weiteren Maßnahmen, die für den betrachteten Zeitpunkt zur Verfügung stehen, mitberücksichtigt werden. Dazu zählen insbesondere Maßnahmen mit direkter

Zugriffsmöglichkeit durch den Netzbetreiber, wie etwa Stufenstellungen von Transformatoren, Schalt-handlungen und die Beeinflussung der Blindleistung der Anlagen. Da eine präventive Beherrschbarkeit aller möglicher auftretender Engpässe mit einem Sicherheitsniveau von 100 % und unter Berücksichtigung von Ausfällen von Betriebsmitteln oder Anlagen aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht sinnvoll ist, muss auch in zukünftigen Szenarien weiterhin kurzfristig anpassbare Leistung zur Verfügung stehen, die ähnlich zur heutigen Abregelung im Rahmen des Einspeisemanagements abgerufen werden kann. Auch solche nachrangig einzusetzenden Maßnahmen sind somit mit zu berücksichtigen.

Um unter Berücksichtigung der Unsicherheit des Systemzustands und damit der auftretenden Engpässe aus der Vielzahl der genannten Anpassungsmaßnahmen eine optimale Auswahl zu treffen, eignet es sich, die Problemstellung als Optimierungsproblem zu formulieren und mit passenden Algorithmen zu lösen. Eine Übersicht über die Zuordnung der verschiedenen Aspekte der Betriebsplanung zu Elementen des zu definierenden Optimierungsproblems zeigt Bild 5.




Aspekt der Betriebsplanung	Berücksichtigung in Optimierung
 Beschreibung zukünftiger Systemzustand	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Geeignete Modellformulierung: Beschreibung des Systemzustands über Sensitivitäten → Entkopplung von Leistungsflussberechnung und Optimierung
 Zustandsbewertung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nebenbedingungen für alle Engpässe, kritischen Auslastungen je Engpass, Sensitivitäten und Ausfallsituationen ▪ Zielfunktionsbeitrag je genannter Nebenbedingung als Strafterm für verbleibende Engpässe gewichtet nach Zustandswahrscheinlichkeit ▪ Nebenbedingungen für Anforderungen Schnittstelle HS/MS
 Anpassungsmaßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Freiheitsgrade / Entscheidungsvariablen ▪ Zielfunktionsbeitrag zur Priorisierung der Maßnahmen ▪ Nebenbedingungen zur Beschränkung und Modellierung der Zeitkopplungen

Bild 5 Übersicht Optimierungsproblem

Die Beschreibung des Systemzustands erfolgt durch Formulierung und Lösung der Leistungsflussgleichungen. Anstatt diese nichtlinearen und nichtkonvexen Gleichungen direkt in die Optimierung aufzunehmen, werden die berechneten Sensitivitäten genutzt, um die Zusammenhänge zwischen Anpassungsmaßnahmen und Strömen und Spannungen im Netz linear anzunähern. Das Optimierungsproblem basiert somit auf linearen Nebenbedingungen und wird beherrschbar komplex. Die Anwendung der Anpassungsmaßnahmen definiert einen neuen Arbeitspunkt, für den die Linearisierung fehlerbehaftet ist. Die Berechnung mehrerer Iterationen mit mehrfachem Aufbau und Lösung des Optimierungsproblems unter Einbezug der bereits in bisherigen Iterationen umgesetzten Maßnahmen kann diesem Problem Abhilfe verschaffen.

Die Bewertung des unsicheren zukünftigen Systemzustands erfolgt durch die Definition von Nebenbedingungen. Diese werden für alle Netzbetriebsmittel, die von möglichen Engpässen betroffen sind, formuliert. Für jedes dieser Netzbetriebsmittel werden mehrere Nebenbedingungen für unterschiedliche Sicherheitsniveaus und zugehörigen kritischen Strömen bzw. Spannungen aufgestellt. Die Nichteinhaltung einer entsprechenden Nebenbedingung wird in Abhängigkeit des Sicherheitsniveaus und damit der Zustandswahrscheinlichkeit über angepasste Strafterme in der Zielfunktion bestraft. So wird etwa die Verletzung der Beherrschbarkeit 90 % aller Situationen stärker bestraft, als die Verletzung der Beherrschbarkeit 99 % aller Situationen. Zur Modellierung der Optionen zur Behebung der Engpässe werden die Anpassungsmaßnahmen und deren Wirkung auf die Engpässe mittels Sensitivitäten in die Nebenbedingungen aufgenommen. Werden die Engpässe zur Verringerung der Linearisierungsfehler bei Betrachtung von Prognosefehlern auf Basis mehrerer Lastflussrechnungen bestimmt, ist es sinnvoll, auch die Anpassungsmaßnahmen

mit angepassten Sensitivitäten auf den Engpass zu modellieren. Dann müssen ebenfalls pro Engpass und Sicherheitsniveau mehrere Nebenbedingungen für verschiedene Sensitivitäten definiert werden. Zuletzt bilden auch einzelne relevante Ausfälle eigene Zustände, sodass die beschriebenen Nebenbedingungen je relevantem Ausfall aufgestellt werden müssen. Weitere Nebenbedingungen können sich im Bezug auf eine festgelegte Austauschleistung zur Schnittstelle des überlagerten Netzbereichs ergeben, etwa aufgrund von Flexibilitätsanforderungen des Hochspannungsnetzbetreibers zur Behebung von Engpässen in seinem Netzgebiet.

Die verfügbaren Anpassungsmaßnahmen sind die Freiheitsgrade der Optimierung und über Sensitivitäten in den Nebenbedingungen der Zustandsbewertung enthalten. Darüber hinaus sind die Grenzen der Maßnahmen als separate Nebenbedingungen zu modellieren. Die Kosten der Maßnahmen sind über Zielfunktionsbeiträge abzubilden. Je nach Modell und betrachteten Maßnahmen müssen zudem zeitkopplende Nebenbedingungen formuliert werden.

Anwendung des Verfahrens und weitere Untersuchungen

Das Verfahren wurde bereits beispielhaft auf ausgewählte Netzgebiete der Projektpartner mit synthetisch erzeugten Mess- und Prognosezeitreihen als auch auf vollständig synthetisch erzeugte Netzmodelle und Zeitreihen angewendet. Neben der vollständigen Finalisierung sämtlicher Funktionen sind in weiteren Schritten unter Anwendung des Verfahrens Anforderungen an Flexibilitäten und den gesamten Prozess des zukünftigen aktiven Netzbetriebs abzuleiten.

Entwicklung eines Verfahrens zur Simulation der kurzfristigen Auswirkung dezentraler Flexibilitätsoptionen auf den Strommarkt

Aufgrund des Einflusses des Strommarktes auf die Netzkunden und somit der zu prognostizierenden Netznutzung, muss diese im Rahmen der Netzbetriebsplanung berücksichtigt werden. Durch eine Flexibilisierung und Aggregation der Kundenanlagen werden vermehrt Netzkunden die Teilnahme am Strommarkt ermöglicht. Diese Entwicklung wird durch die zunehmend aktive Direktvermarktung von Einspeisungen auf Basis EE – statt reiner Vermarktung gemäß dem Dargebot – verstärkt. Die Orientierung des Kundenverhaltens am Marktpreis führt zu netzweit gleichen Anreizen, die letztendlich in einer höheren Gleichzeitigkeit der Netzkunden resultiert. Neben den Auswirkungen auf die Engpassituation im Netz hat diese Entwicklung jedoch ebenfalls einen Einfluss auf das Preisniveau am Strommarkt. Die zunehmende Liquidität und zeitliche Charakteristik der Marktangebote beeinflussen das Preisniveau. Analog zu heutigen Marktgebieten mit hohem Anteil EE, kann dies zu deutlich höheren Preisspitzen führen. Ein erhöhter Strompreis hat wiederum unmittelbar Einfluss auf die Vermarktungs- und Einsatzentscheidungen von Marktteilnehmern. Es wird ersichtlich, dass, bedingt durch die Abhängigkeit, Wechselwirkungen zwischen dem Kundenverhalten am Strommarkt und des Strompreisniveaus existieren.

Für den Verteilnetzbetreiber stellt sich nun zum einem die Frage, welche Implikationen sich daraus für die Betriebsplanung hinsichtlich Prozessgestaltung und Aktivierungszeitpunkte von Flexibilitäten ergeben und zum anderen, inwiefern die Rückkopplungen zwischen Flexibilitätseinsatz und Strommarkt geeignet erfasst und modelliert werden können. Dabei spielt insbesondere folgender Sachverhalt eine entscheidende Rolle: sowohl durch die Kontrahierung als auch durch den für die Bilanzierung notwendigen Zukauf von Ausgleichsenergie, kann es am Strommarkt zu kurzfristigen Veränderungen auf Angebots- und Nachfrageseite kommen. Entscheidend für den Einfluss von Flexibilitäten auf die Strompreisentwicklung ist die Preiselastizität der Angebots- und Nachfragekurve – zusammenfassend als Preiskurven bezeichnet. Diese Änderungen sind zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs eines einzelnen Verteilnetzbetreibers vernachlässigbar. Wenn jedoch durch ein überregionales Ereignis, beispielweise die unvorhergesehene Änderung des Wetters oder grundsätzlich ein hohes Dargebot an Windenergie und Solareinspeisung, die verteilnetzüber-

greifende Nachfrage nach Flexibilität beeinflusst wird, kann dies – bei entsprechend hoher Preiselastizität der Preiskurven – zu einer signifikanten Änderung des Strompreises führen. Die Konsequenz ist eine Anpassung des Kundenverhaltens und somit der Netznutzung. Die angepasste Netznutzung kann situationsabhängig wiederum Netzengpässe bedingen, die der Verteilnetzbetreiber bei alleiniger Anwendung der zuvor beschriebenen Netzbetriebssimulation – also ohne Berücksichtigung eines auf Marktsignale reagierenden Kundenverhaltens – nicht prognostiziert.

Um diese Auswirkungen in hinreichendem Maße prognostizieren zu können, wird im Rahmen des Beitrags der FGH ein Verfahren entwickelt, welches die Wechselwirkungen zwischen Strommarkt und flexiblen Netzkunden simuliert und entsprechende Anforderungen an die Prozesse der Netzbetriebsplanung ableitet. Der grundsätzliche Ablauf des Verfahrens ist in Bild 6 dargestellt. Aufbauend auf der zuvor beschriebenen Netzbetriebssimulation wird der deutschlandweite Flexibilitätseinsatz bestimmt. Der gesamtdeutsche Flexibilitätseinsatz wird dabei aus der Skalierung des Flexibilitätsbedarfs einer Anzahl repräsentativer Verteilnetze abgeleitet. Anschließend wird, ausgehend von der Versorgungsaufgabe mittels einer Marktapproximation, das Preisniveau am Strommarkt bestimmt. Als Teil der Marktapproximation werden dann die Auswirkungen des kumulierten Flexibilitätseinsatzes auf die Preiskurven simuliert, um daraus eine potentielle Änderung des Kundenverhaltens im Verteilnetz abschätzen zu können.

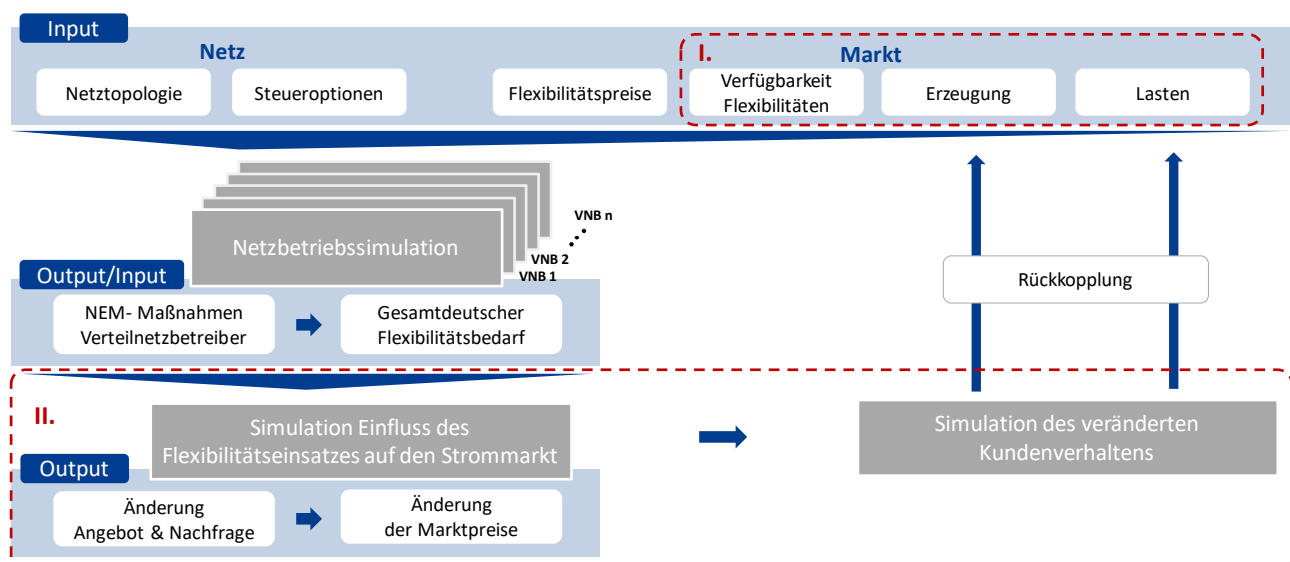


Bild 6 Verfahrensüberblick

Mithilfe der ermittelten Markt- und Kundensituation kann die optimale Auswahl an netzbetrieblichen Maßnahmen unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen Netzbetrieb, Netzplanung und kundenseitigen Flexibilitätseinsatz neu ausgewertet werden.

Marktapproximation

Die Modellierung des Strompreises ist ein breites und komplexes Forschungsfeld. Insbesondere im Hinblick auf die Energiewende in Deutschland gewinnt die Prognose von Strompreisen eine zunehmende Bedeutung für die Risiko- und Kostenkalkulation von Investitionsprojekten. Da Prognosen bei realen Daten nie exakt sind, wird versucht, durch immer bessere Methoden die Performanz der Vorhersagen zu verbessern. Durch die Liberalisierung der Märkte und die zunehmende Bereitstellung von historischen Daten können über unterschiedliche Merkmale in den Daten neue Erkenntnisse über die Struktur und Entwicklung von Strompreisen gewonnen werden. In der Vergangenheit wurde eine Vielzahl von Modellen entwickelt, um Strompreise mittels Zeitreihen- oder Data-Mining-Ansätzen direkt zu prognostizieren. Im Vergleich wird im

Rahmen dieses Forschungsprojekts untersucht, inwiefern Informationen aus Angebots- und Nachfragekurven des Strommarktes und die zeitlich äquivalente deutschlandweite Versorgungsaufgabe genutzt werden können, um daraus die Strompreisentwicklung abzuleiten.

Mittels verschiedener Ansätze aus dem Bereich des maschinellen Lernens als auch Methoden zur Datenverarbeitung, werden aus historischen Preiskurven – bereitgestellt von der EPEX SPOT SE – und der jeweiligen Versorgungssituation ein Verfahren entwickelt, um aus einer beliebigen Versorgungsaufgabe die Preiskurven abzuleiten. Der in der Netzbetriebssimulation bestimmte Flexibilitätsbedarf führt zu einer Änderung der Versorgungssituation, die in die Marktapproximation überführt wird, um eine Änderung der Preiskurven zu bestimmen (vgl. Bild 7). Mittels der angepassten Preiskurven können anschließend Vermarktungs- und Einsatzentscheidung der Netzkunden neu bewertet werden. So kann bspw. ein höheres Preisniveau der Angebotskurve zu einer Zunahme des Marktgleichgewichtspreises führen, wodurch tendenziell mehr Netzkunden zu einer Marktteilnahme motiviert werden. Das Ergebnis wird in Form einer modifizierten Netznutzung der Netzbetriebssimulation übergeben.

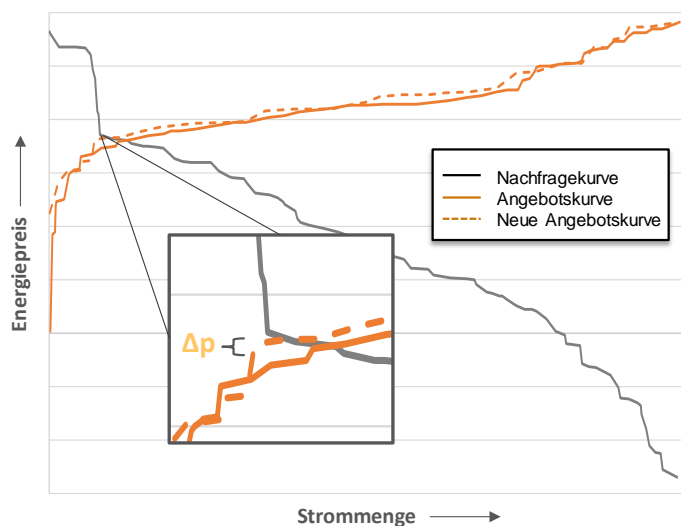


Bild 7 Aggregierte Preiskurven des DE Strommarktes für einen Handelszeitpunkt

Übertragung der Ergebnisse eines aktiven Netzbetriebs auf gesamtdeutsche Regionen

Ein wesentlicher Anspruch im Projekt enera stellt die Übertragbarkeit der Ergebnisse über die Schaulfensterregion hinaus dar. Dazu werden in einem eigenen Arbeitspaket die entwickelten Modelle und gewonnenen Erkenntnisse auch auf andere Regionen angewandt. Um den zukünftigen Nutzen zu quantifizieren werden Szenarien für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 erstellt.

Die FGH beteiligt sich an diesem Arbeitspaket mit der Durchführung mehrerer Systemstudien. Zunächst werden allgemeine Wirkungszusammenhänge zwischen einem aktiven Netzbetrieb in den Verteilungsnetzen und dessen Auswirkungen auf das Übertragungsnetz sowie dessen Betrieb analysiert. Dazu erfolgt im Rahmen einer Systemstudie die Bewertung der Auswirkungen eines aktiven Verteilungsnetzbetriebs im Hinblick auf die Spannungsqualität im Gesamtsystem. Außerdem werden Auswirkungen der Ansätze eines aktiven Verteilungsnetzbetriebs auf die Netzbetriebsplanung im Übertragungsnetz und die Übertragbarkeit von Ansätzen des aktiven Verteilungsnetzbetriebs auf andere Regionen untersucht.

Da zur Anfertigung der Systemstudien die zuvor vorgestellten Modelle vorliegen müssen, erfolgt deren Erstellung zeitlich nachgelagert. Gegenwärtig beteiligt sich die FGH bereits am Diskurs mit weiteren Projektpartnern zur Erstellung szenarienkonformer notwendiger Eingangsgrößen für die Verfahren. So werden Zeitreihen und Netzdaten, die auf Basis der vorgestellten Modelle zur synthetischen Erzeugung von

Eingangsdaten erzeugt werden, mit den Projektpartnern ausgetauscht. Darüber hinaus erfolgen Überlegungen zur Definition von Schnittstellen zwischen den Modellen der Projektpartner. Ein so ausgestalteter Austausch ermöglicht die Ableitung in sich konsistenter und zum Gesamtszenario passender Aussagen im Arbeitspaket und Projekt.

Literatur

- [1] Epex Spot, Pressemitteilung online abrufbar unter https://www.epexspot.com/en/press-media/press/details/press/enera_project_EWE_and_EPEX_SPOT_to_create_local_market_platform_to_relieve_grid_congestions
- [2] Deutscher Wetterdienst, Testreferenzjahre (TRY), online verfügbar unter <https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzjahre.html>
- [3] Jan Dobschinski: Vorhersage der Prognosegüte verschieden großer Windpark-Portfolios, kassel university press, 2015

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts
M. Sc. Pascal Pfeifer
M. Sc. Jacob Tran

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

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.09.2018 – 31.08.2021

Das Projekt CableCoP, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), erarbeitet Handlungsempfehlungen für eine beschleunigte Netzplanung auf Höchstspannungsebene im Kontext zunehmender Verkabelung sowie deren Auswirkungen. Das Konsortium setzt sich aus den 4 deutschen Übertragungsnetzbetreibern und dem FGH e.V. zusammen.

Motivation und Zielsetzung

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

Im Rahmen des durch die Energiewende getriebenen Netzausbaus der Übertragungsnetzebene wird von breiten Teilen der Bevölkerung die Erdverkabelung vor allem aufgrund der als geringer erachteten Auswirkung auf das Landschaftsbild sowie aus Umweltschutzaspekten favorisiert. Die gegenüber Freileitungen deutlich erhöhte Betriebs- und Erdkapazitäten lassen erhebliche Verschiebungen von Resonanzstellen in der Netzimpedanz erwarten, was in der Folge im Zusammenwirken mit Netzkunden zu kritischen Oberschwingungspegeln führen kann. Die geringere Längsimpedanz schafft an den Schnittstellen zwischen Kabel- und Freileitungen neue Herausforderungen bei der Beherrschung transienter Überspannungen und Wanderwellenvorgänge. Dies erfordert aufwendige Analysen in der Detailplanung der Netze, um die Realisierbarkeit bzw. die Kosten von Gegenmaßnahmen abzuschätzen. Zudem sind die Auswirkungen nicht alleine durch die Existenz der Kabelstrecke bestimmt, sondern ergeben sich systemtechnisch zusammen mit den Eigenschaften des Netzgebiets. Daher soll im Forschungsprojekt CableCop ein Leitfaden entwickelt werden, der es erlaubt schnell wesentliche Risiken zu ermitteln und erforderliche Gegenmaßnahmen abzuschätzen, um eine beschleunigte Netzplanung zu ermöglichen.

Das Konsortium des Projekts setzt sich aus den 4 deutschen Übertragungsnetzbetreibern sowie der FGH zusammen. Die FGH bringt dabei ihre umfassende netztechnische Expertise ein, wobei sowohl systemtechnische Modellfragen und Simulationen behandelt werden, als auch die Frage der Messbarkeit der frequenzabhängigen Impedanz im Übertragungsnetz als auch mit Verkabelungen verbundene Isolationskoordinationsfragen bearbeitet werden.

Im Projekt ist die Bearbeitung von 6 Arbeitspaketen vorgesehen (vgl. Bild 1), wobei thematisch zwischen den parallel bearbeitbaren Themenfeldern Netzresonanzen und transienten Vorgängen unterschieden wird (AP2 – AP4). Im AP1 werden zunächst die Grundlagen für die weiteren Arbeitspakete gelegt. Es wird eine Auswahl der im Rahmen des Projekts für die Bewertung von Netzresonanzen weiterzuentwickelnden Simulationsmodelle durchgeführt. Diese sollen zur realitätsnahen Abbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz in Simulationswerkzeugen relevant sein und soweit möglich anhand der ausgewählten Messorte auf Messdatenbasis validiert werden können. Die Messbarkeit der frequenzabhängigen Netzimpedanz stellt eine besondere Herausforderung im Projekt dar, da eine aktive Anregung durch entsprechendes Equipment aufgrund der vorhandenen hohen Spannungen wie auch der erforderlichen Leistungen praktisch ausscheidet. Daher werden vielsprechende Ansätze verfolgt, die die Ermittlung aus Ausgleichsvorgängen

erlauben, die aus betrieblichen Schaltungen resultieren. Weiterhin wird eine Auswahl geeigneter Messobjekte für das Arbeitspaket 3 zur Messung von Netzresonanzen sowie dem frequenzabhängigen Übertragungsverhalten von Betriebsmitteln, insbesondere Kabeln erfolgen. Dabei werden Aspekte wie „Zugänglichkeiten“, „Möglicher Anschluss von Messequipment“ und „Topologische Struktur des Netzes“ berücksichtigt. Im AP5 werden die aus den vorangegangenen Arbeitspaketen hervorgegangenen Erkenntnisse abschließend im Rahmen eines „Diagnose-Guides“ gebündelt. Fokus hierbei sind Modellierungs- und Handlungsempfehlungen. Es werden Empfehlungen über die geeignete Abbildung von Randnetzen sowie der notwendigen Größe des Betrachtungsbereichs gegeben. Die Untersuchungen der transienten Vorgänge durch Schalthandlungen und Wanderwellenvorgänge tragen in Form von Empfehlungen zur simulations-technischen Umsetzung, sowie geeigneten Maßnahmen bei identifizierten kritischen Überbeanspruchungen von Betriebsmitteln bei.

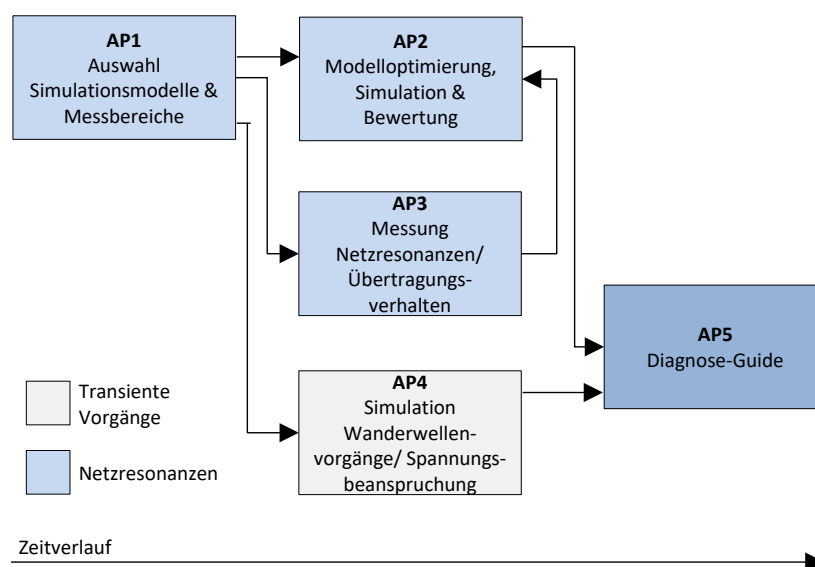


Bild 1 Arbeitspaketstruktur

AP 2 – Simulation, Modelloptimierung und Bewertung zu Netzresonanzen

Die im Rahmen von AP1 als relevant erachteten Berechnungsmodelle sollen mit Hilfe der in AP 3 erhobenen Messdaten weiterentwickelt und optimiert werden. Dabei soll ein iteratives Herantasten an die gemessenen Werte durch Variation der Modellparameter sowie der Modelle selber angewendet werden. Im Rahmen von simulationsbasierten Sensitivitätsuntersuchungen sollen Empfehlungen über die Abgrenzung des Betrachtungsbereiches abgeleitet werden. Sowohl der Einfluss des horizontalen Betrachtungsbereiches – also der Abstand zu benachbarten Netzknoten bzw. -bereichen auf gleicher Spannungsebene – als auch der Einfluss des vertikalen Betrachtungsbereichs, hier insbesondere die Nachbildung des unterlagerten Netzes durch vereinfachte Ersatzschaltungen bzw. der daraus resultierenden Fehler, soll so erfasst werden. Im Anschluss werden konkret geplante Verkabelungsprojekte mit Hilfe umfangreicher, modelloptimierter Simulationsrechnungen bewertet. Wichtige Randbedingungen dieser Untersuchungen sind die zu berücksichtigenden betriebsüblichen Schaltzustände und insbesondere die variierende Netznutzung und somit auch der Lastzustand, da hier ein hoher Einfluss auf das Bewertungsergebnis erwartet wird. Das Bewertungsergebnis setzt sich aus zwei Kriterien zusammen. Die Verschiebung der Resonanzstellen stellt das erste Kriterium dar. Fraglich ist dabei, ob es zu einer Verschiebung von nur wenigen Hertz oder sogar um mehrere Oberschwingungsordnungen kommt. Das zweite Kriterium ist die Lage, also Frequenz der Resonanzstelle. Dabei ist zu analysieren, in welchen Frequenzbereichen die Taktfrequenzen der in der betrachteten Spannungsebene angeschlossenen Umrichter liegen oder, ob die in

den unterlagerten Netzen typisch auftretenden Oberschwingungsordnungen (bspw. 5. Ordnung) in der betrachteten Spannungsebene vorherrschen.

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

In diesem Arbeitspaket wird geprüft, ob messtechnische Untersuchungen zur Optimierung der vorhandenen Simulationsmodelle beitragen können. Dabei wird der Untersuchungsschwerpunkt auf insgesamt drei Punkte gelegt.

Durch die Messung von Oberschwingungsspannungen und -strömen soll zunächst der derzeitige Ist-Zustand der Oberschwingungsbelastung im HöS-Netz erfasst werden. Diese Oberschwingungspegel können hilfreich zur Abschätzung des möglichen Gefährdungspotentials durch Resonanzstellenverschiebungen in Folge eines zukünftigen Zubaus von Kabelstrecken sein. Die Erfassung der Pegel wird dabei, zur Abdeckung verschiedener Lastfälle und Systemzustände, über einen Zeitraum von mehreren Wochen durchgeführt.

Um den Einfluss der Kabel auf die Netzimpedanz genauer modellieren zu können, werden Messungen der frequenzabhängigen Impedanz von bereits installierten Kabelstrecken angestrebt. Dazu werden geeignete Kabelstrecken der Übertragungsnetzbetreiber zunächst freigeschaltet und Prüfspannungen mit variabler Frequenz angelegt. Da Herstellerangaben zum frequenzabhängigen Verhalten der Kabel fehlen, sollen die Messergebnisse die Grundlage für eine möglichst genaue Nachbildung von Kabelstrecken in den Simulationsprogrammen sein.

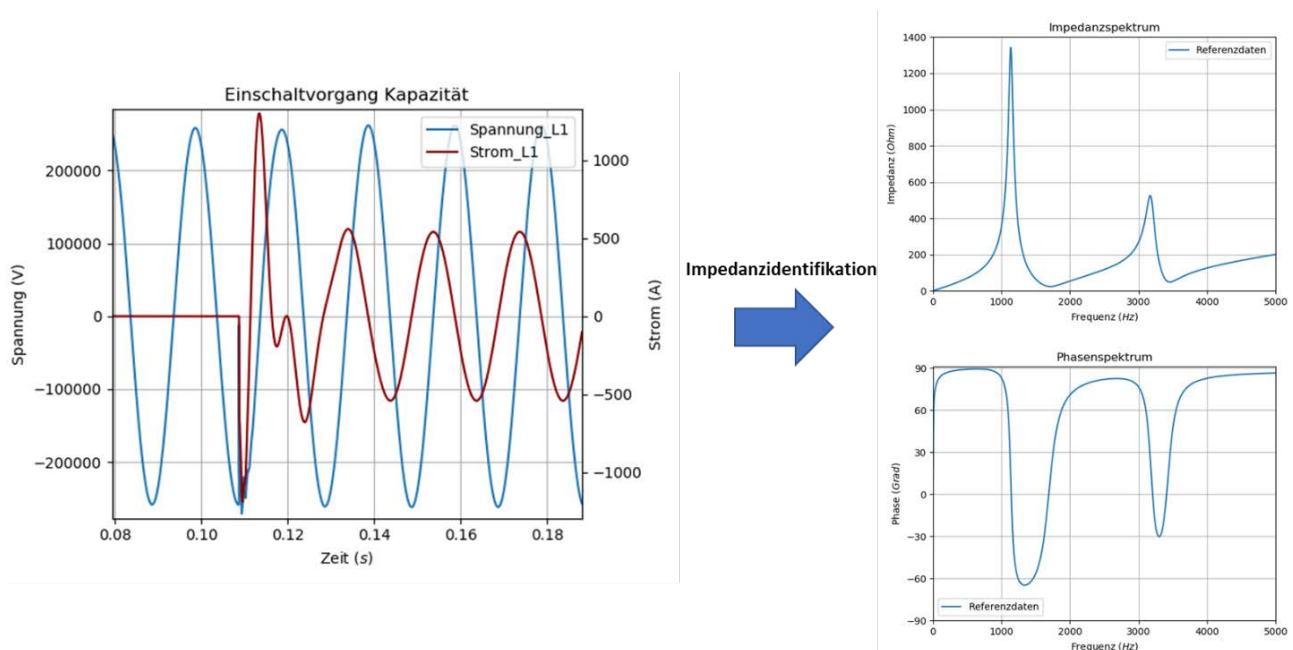


Bild 2 Simulierter Einschaltvorgang einer Kapazität und zugehöriges Betrags- und Phasenspektrum der Impedanz

Als dritter Schwerpunkt des Arbeitspakets wird die Möglichkeit der messtechnischen Erfassung der frequenzabhängigen Netzimpedanz untersucht. Im normalen Netzbetrieb liegen lediglich die netzfrequente Spannungs- und Stromkomponente und deren harmonische Frequenzanteile vor. Da eine Anregung von dazwischen liegenden Frequenzanteilen durch spezielle Generatoren in der HöS-Ebene nicht möglich ist, wird die Übertragbarkeit eines für Mittelspannungsnetze erprobten Verfahrens auf die HöS-Ebene genauer betrachtet. Hierbei erfolgt eine Auswertung von betriebsüblichen Ausgleichsvorgängen, wie z.B. den Zuschaltvorgang einer Kapazität, bei dem eine breitbandige Anregung des Netzes auftritt. Das Verfahren ist in der Lage mit Hilfe der Spektralanalyse aus einem Messdatensatz von Spannungen und Strömen den

frequenzabhängigen Verlauf des Betrages und der Phase der Netzimpedanz am Ort der Zuschaltung zu ermitteln. In Bild 2 ist links der durch transiente Simulation gewonnene Verlauf von Spannung und Strom während des Zuschaltvorgangs einer Kapazität auf eine Modellimpedanz dargestellt. Ein im Rahmen des Arbeitspaketes noch zu entwickelnder Algorithmus soll in der Lage sein, die Referenzkurven (rechts dargestellt) möglichst genau aus dem transienten Datensatz zu ermitteln.

Neben transienten Daten die aus Simulationen gewonnen werden, ist es auch vorgesehen reale Messungen im HöS-Netz und im Labormaßstab durchzuführen. Außerdem werden bereits bei den Übertragungsnetzbetreiber vorliegen Messdaten hinsichtlich einer Auswertbarkeit geprüft.

AP 4 – Metastudie und Simulationen zu transienten Spannungsbeanspruchungen und Wanderwellenvorgängen

In diesem Arbeitspaket wird zusätzlicher Input für den Diagnose-Guide in Form eines Überblicks über durchgeführte Arbeiten im Bereich der transienten Spannungsbeanspruchungen und Wanderwellenvorgänge in teilverkabelten Netzen der HöS-Ebene und entsprechende Maßnahmen zur Risikovorsorge erarbeitet. Dazu wird zuerst eine Literaturrecherche zum Themenbereich transiente Spannungsbeanspruchung und Wanderwellenvorgänge durchgeführt und eine Zusammenfassung der bereits durchgeführten und relevanten Studien erstellt. Weiterhin wird der mögliche zusätzliche Untersuchungsbedarf durch transiente Simulationen von z.B. Sonderfällen, noch nicht untersuchten Anordnungen oder speziell das deutsche Übertragungsnetz betreffende Begebenheiten identifiziert und genauer untersucht.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts
M. Sc. Max Hoven
(AP 2)

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

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

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

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.11.2018 – 31.10.2021

FGH e.V. und FGH GmbH haben sich beide erfolgreich als Projektpartner für ein Verbundprojekt des BMWi zur Untersuchung des dynamischen Verhaltens des Stromnetzes und der angeschlossenen Anlagen bei zeitweiligen Überspannungen (HVRT) beworben. Das Projekt startete am 1. November 2018 in Zusammenarbeit mit 16 Partnern und einer Laufzeit von drei Jahren.

Motivation und Zielsetzung

Im Rahmen des Projektes werden zunächst Netzsituationen, die zu zeitweiligen Überspannungen in Übertragungsnetzen führen, ermittelt und analysiert. Anschließend sollen verschiedene Maßnahmen zur Begrenzung der Überspannungen untersucht sowie die Kosten für netzseitige Maßnahmen zur Begrenzung von Überspannungen den Kosten für die überspannungsfeste Auslegung von Erzeugungs- und Speicheranlagen gegenübergestellt werden. Auf Basis einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung dieser Kosten werden Empfehlungen für Überspannungsanforderungen formuliert.

Die so ermittelten Anforderungen sollen mit bestehenden Überspannungsanforderungen verglichen und Verbesserungsvorschläge in Richtlinien gremien eingebracht werden. Einen weiteren Schwerpunkt des Vorhabens bildet damit die Untersuchung verschiedener Prüfansätze hinsichtlich ihrer Eignung, reale Überspannungsereignisse hinreichend genau nachzubilden.

Mit Hilfe der Prüfeinrichtung sollen anschließend praktische Vermessungen an unterschiedlichen Anlagentechnologien durchgeführt und das dynamische Überspannungsverhalten der Anlagen gemäß den vorab ermittelten Anforderungen durch Entwicklungsarbeiten verbessert werden. Abschließend werden technologische Unterschiede herausgearbeitet und technische und wirtschaftliche Grenzen aufgezeigt. Diese fließen in die gesamtwirtschaftliche Optimierung netz- und anlagenseitiger Kosten zur Gewährleistung der Systemsicherheit ein.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

PROMOTiON – PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks



PROMOTiON
PROGRESS ON MESHED HVDC
OFFSHORE TRANSMISSION
NETWORKS

EU-Forschungsprojekt GA No. 691714

Laufzeit: 01.01.2016 – 31.12.2019



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

Übersicht

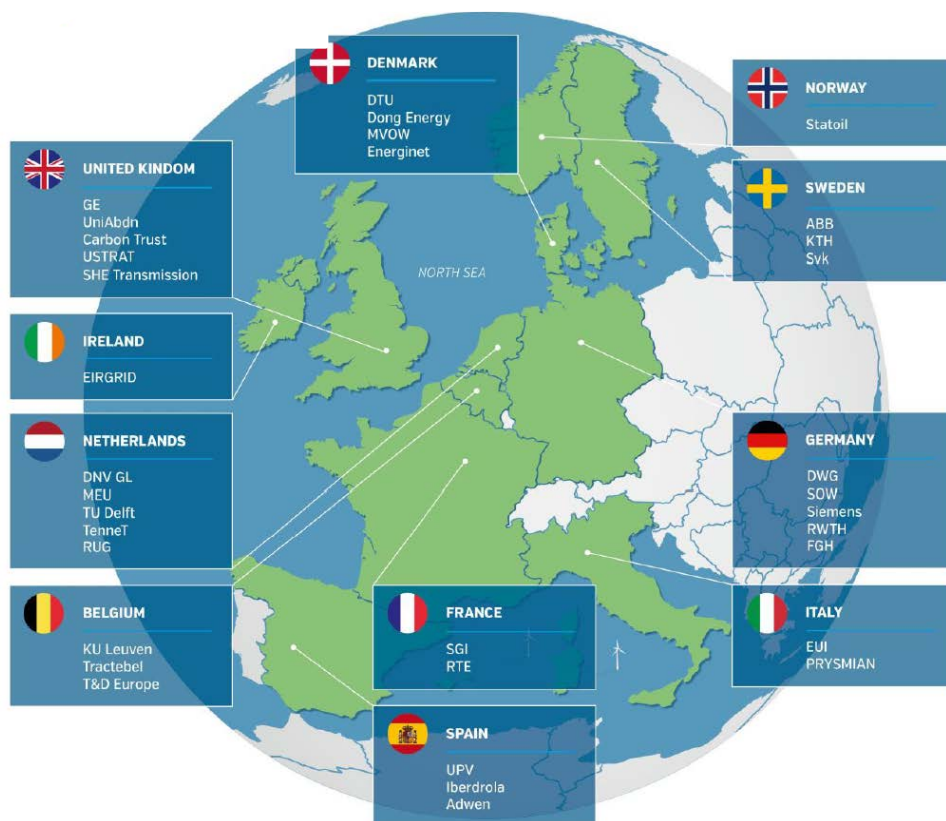


Bild 1 Übersicht Projektpartner PROMOTiON

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

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

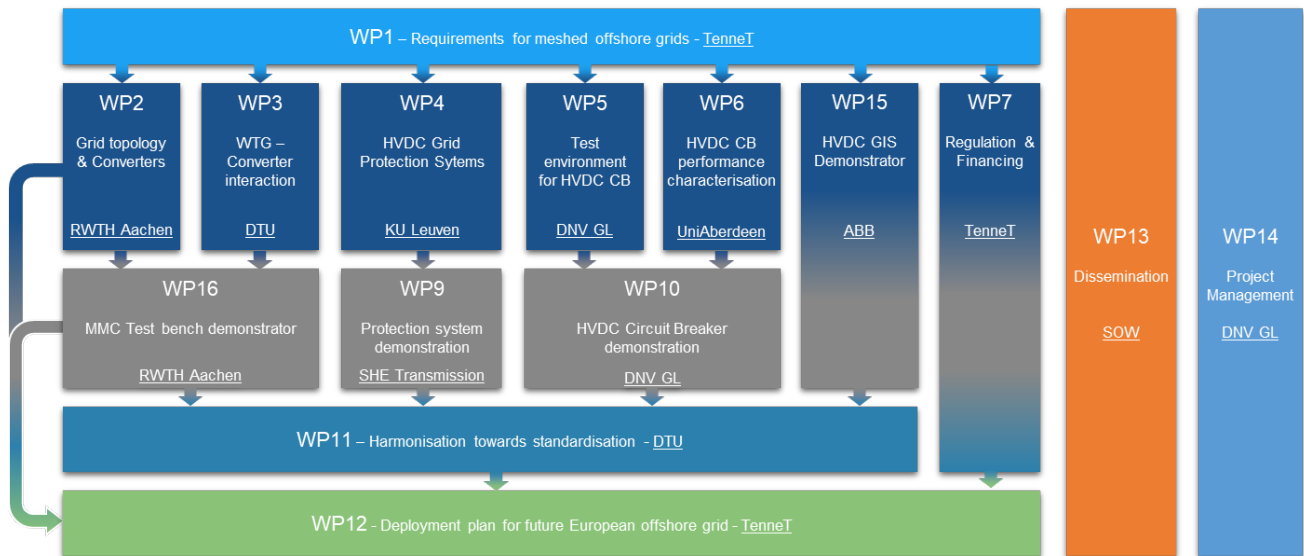


Bild 2 Überblick über die Arbeitspakete und ihre Abhängigkeiten

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

Die Arbeitspakete, deren primäre Aufgabe die Beantwortung von Fragestellungen zur Umsetzbarkeit der untersuchten Technologien ist, starten mit Arbeitspaket (WP) 1, in dessen Rahmen die Anforderungen an ein vermaschtes Offshore-Gleichstromnetz definiert werden. Diese Anforderungen bilden die Basis für die nachfolgenden Arbeitspakete 2 - 6, in denen Berechnungs- und Bewertungsverfahren entwickelt und umfangreiche Simulationen erfolgen, um technologische Weiterentwicklungen zu erreichen. Die erzielten Ergebnisse fließen in die Arbeitspakete 9 - 10 ein, deren Forschungsstand der Nachweis der in den vorgelagerten Arbeitspaketen erarbeiteten Erkenntnisse mittels Demonstrationen ist. Das Arbeitspaket 8 wurde im Laufe des Jahres 2017 aufgelöst, da der Bau des Demonstrators für die Diodengleichrichtereinheit nicht weiter vorgesehen ist. Die Ergebnisse der Arbeitspakete sind im Anschluss im Rahmen von Arbeitspaket 11 im Hinblick auf Normungs- und Standardisierungsverfahren zu harmonisieren. Zusammen mit den Ergebnissen aus Arbeitspaket 7, in welchem die erforderlichen regulatorischen und finanziellen Voraussetzungen für die Realisierung eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes untersucht werden, liefern die Arbeitspakete 1 - 11 die Grundlagen für die Erstellung eines Umsetzungsplans für ein zukünftiges europäisches Offshore-Netz in Arbeitspaket 12. Die Aufgabe dieses Plans besteht in der Beantwortung aller im Zusammenhang mit der Realisierung eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes stehenden technischen, regulatorischen und finanziellen Fragestellungen. Darüber hinaus soll er Hinweise zu möglichen Netzstrukturen und betrieblichen Optionen des vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes liefern. Neu hinzugekommen sind die Arbeitspakete 15 und 16. Ersteres beschäftigt sich mit der Entwicklung und Demonstration von gasisolierten Gleichstrom-Schaltanlagen, Arbeitspaket 16 baut ein voll funktionsfähiges Testsystem für leistungselektronische Komponenten des Converters auf.

Die FGH ist an den folgenden Arbeitspaketen beteiligt:

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

Die Arbeiten der Pakete 1, 2 und 3 haben bereits im Jahr 2016 begonnen. Das Paket 1 wurde im Jahr 2017 erfolgreich abgeschlossen, gleichzeitig war dies der Start für das Paket 12. Das Arbeitspaket 11 begann im 2. Quartal 2018.

Aktuelle Tätigkeiten

Für das Arbeitspaket 2 arbeitet die FGH an einem Vergleich und der Bewertung unterschiedlicher Netzbetriebskonzepte des vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes. Dafür erfolgt die Entwicklung einer von Grund auf neuen quasi-stationären Leistungsflussoptimierung für vermaschte Gleichstromnetze, z.B. hinsichtlich Engpassvermeidung, Minimierung von Verlusten im Netz, die Maximierung des Abtransports elektrischer Energie erzeugt von Offshore-WEA oder die Maximierung des Austauschs elektrischer Energie zwischen den an das vermaschte Offshore-Gleichstromnetz angeschlossenen Marktgebieten. Organisatorische Gestaltungsmöglichkeiten werden bei der Variation der Betriebsstrategie ebenfalls berücksichtigt. Ziel ist schlussendlich die Beurteilung und Empfehlung sinnvoller Betriebsstrategien in Abhängigkeit der Netztopologie und aktuellen Auslastung.

Das Arbeitspaket 3 „Wind Turbine - Converter Interaction“ verfolgt drei Hauptziele:

1. Festlegen der funktionalen Anforderungen an OWFs mit Fokus auf DRU-HGÜ-Verbindung
2. Ermittlung und Festlegung allgemeiner Steuerungsalgorithmen für WEA und OWF, wobei der Fokus auf der DRU-HVDC-Verbindung liegt
3. Festlegung und Demonstration von Konformitätsbewertungsverfahren durch Simulationen und Tests

Der Fokus der Arbeiten der FGH war auf Task 3.3 „Compliance evaluation procedures“ gerichtet. Hierbei stand die Erarbeitung von Konformitätstestverfahren, u.a. hinsichtlich folgender Aspekte im Vordergrund:

- Aktive Stromerzeugung
- Dynamische Wirkleistungssteuerung
- Oberschwingungen
- Spannungs-/Blindleistungs-Verhalten
- Symmetrische/asymmetrische AC-Fehler
- Frequenzstützung

Der Schwerpunkt wurde auf die DRU-HVDC-Verbindung gelegt, da die VSC-HVDC-Verbindung heute als bewährte Technologie gilt. Trotzdem wurden auch VSC-HGÜ berücksichtigt. Die Ergebnisse wurden in Deliverable D3.6 „Report with the compliance test procedures for DR and VSC connected WPPs“ [4] zusammengefasst.

Konformitätsbewertungsverfahren werden auch in WP11 in behandelt. Hier liegt der Schwerpunkt allerdings auf potenziellen Beiträgen des Projekts zur Weiterentwicklung von Netzanschlussregeln, Grid Codes und Standards.

Das Arbeitspaket 12 befasst sich mit der Entwicklung eines Umsetzungsplans für ein zukünftiges europäisches vermaschtes Offshore-Gleichstromnetz. Dafür erfolgte in 2018 unter Beteiligung der FGH eine Überarbeitung der ersten Arbeitsergebnisse in Form von D12.1 [3], um aktuelle Erkenntnisse von wesentlichen technischen, finanziellen, wirtschaftlichen, rechtlichen, regulatorischen Lösungen und Marktbarrieren einzuarbeiten. Weiterhin erfolgte in 2018 die Erarbeitung der Rahmenbedingungen für die zu entwickelnden Offshore-Topologien, wie z.B. die installierte Erzeugungskapazität in den europäischen Regelzonen je Szenario. Darauf aufbauend konnten vom Projektpartner bereits vorläufige Offshore-Gleichstrom-Topologien entwickelt werden.

Zusätzlich wurde ein ergänzendes Forschungsvorhaben der FGH für das Arbeitspaket 12 genehmigt, welches die volkswirtschaftlichen Vorteile der unterschiedlichen Topologien und Netzbetriebsstrategien untersucht. Dafür erfolgt die Entwicklung einer Betriebs- und Marktsimulation zur Bewertung der innerhalb des Arbeitspaketes entwickelten europäischen Offshore-Gleichstrom-Netze hinsichtlich sozioökonomischen Nutzens, CO₂-Einsparungen, den Verlusten im Gleichstromnetz sowie der abgeregelten Energie, z.B. aufgrund von Netzengpässen oder Sicherheitskriterien (siehe Bild 3).

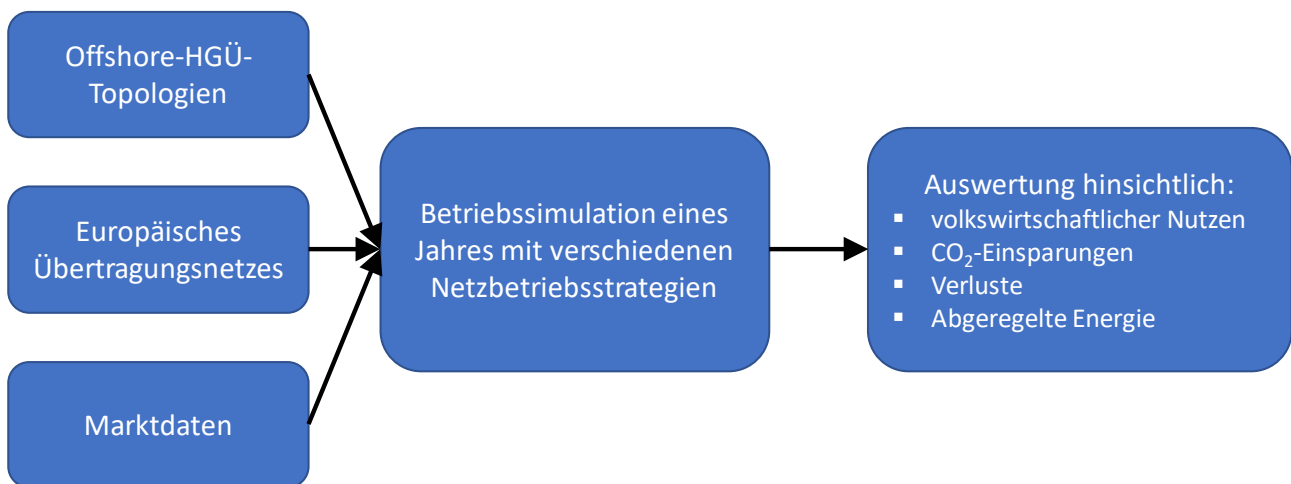


Bild 3 Überblick der Nutzenanalyse von Offshore-HGÜ-Topologien und Netzbetriebsstrategien in WP12

Literatur

- [1] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: www.promotion-offshore.net
- [2] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D1.7 – Report on the re-evaluation of the requirements based on results by other WPs
- [3] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D12.1 – Preliminary analysis of key technical, financial, economic, legal, regulatory and market barriers and related portfolio of solutions
- [4] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D3.6 - Report with the compliance test procedures for DR and VSC connected WPPs

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

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

EU-Forschungsprojekt GA No. 773839

Laufzeit: 01.11.2017 – 31.10.2020



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

Projektziel

Ziel des von der EU geförderten und über drei Jahre laufenden Projekts PLANET ist die Entwicklung eines umfassenden Systems zur Unterstützung bei der Betriebseinsatzplanung und beim Netzmanagement, das die entsprechenden Stakeholder in ihrem Entscheidungsprozess unterstützt. Das System (Decision Support System – DSS) untersucht, identifiziert, evaluiert und bewertet quantitativ Strategien, um in einem Verteilnetz mit mehreren Energieträgern Systeme zur Energieumwandlung und -speicherung zu integrieren und zu betreiben. Die Simulation der Kombination von Netzmodellen für Strom, Gas und Wärme und von Modellen der Umwandlungs- und Speichertechnologien für Power-to-Gas (P2G), Power-to-Heat (P2H) und virtuelle thermische Energiespeicher (VES) trägt dazu bei, zu verstehen und zu quantifizieren, wie Netzstabilität, Zuverlässigkeit und Reaktionsfähigkeit des Netzes beeinflusst werden können. Dies ist die Grundlage zur sektorenübergreifenden Optimierung der entsprechenden Einflussgrößen.

Veranschaulicht und überprüft wird der Nutzen des PLANET-Systems in Feldtests zweier Verteilnetzbetreiber aus Italien und Frankreich. Sie betreiben Strom-, Gas- und Wärmenetze und können so Daten von realen Anlagen und Kunden zur Verfügung stellen.

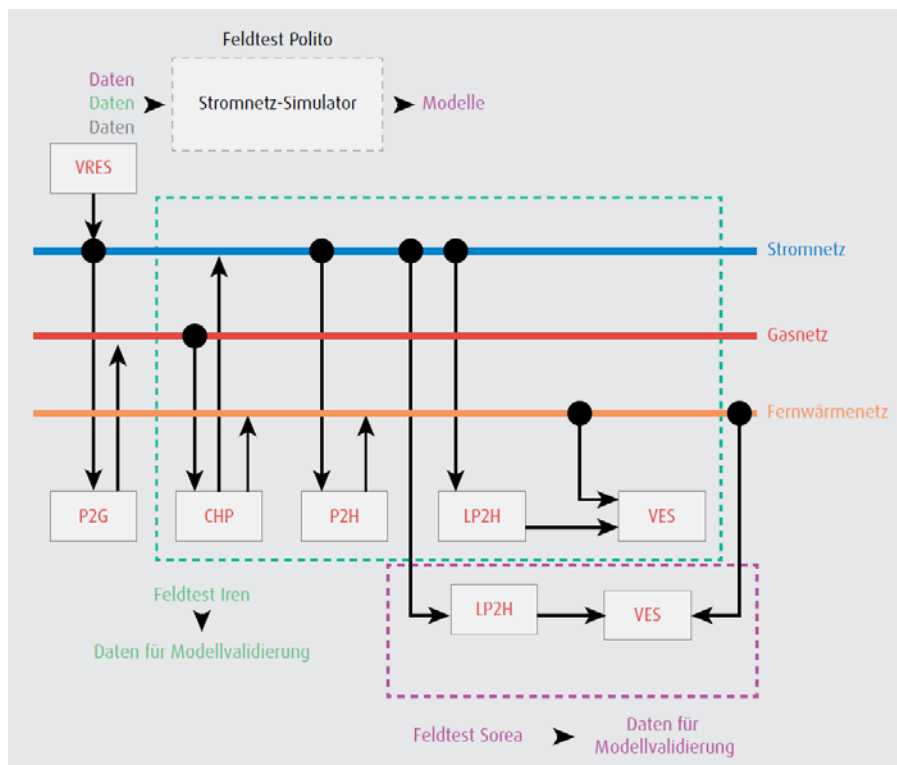


Bild 1 PLANET-Funktionsschema

Mit der PLANET-Lösung ist die Netzintegration eines großen Portfolios dezentraler Lösungen zur Energieumwandlung und -speicherung möglich. Das System greift dabei auf ein Framework für Planung, Betrieb und Optimierung des Netzmanagements in Verteilnetzen zurück. Diese werden im Hinblick auf ihre Möglichkeiten zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen erschlossen, um schließlich Synergien zwischen den Energienetzen zu ermöglichen. Bild 1 zeigt ein Funktionsschema, in dem die folgenden Komponenten verknüpft sind:

- Modelle für Strom-, Gas- und Wärmenetze
- Umwandlungstechnologien, die grünen Strom in Erdgas oder Wärme umwandeln: P2G, P2H (lokal und zentral), KWK, VES
- Feldtests, die reale Daten für die Modellvalidierung und -kalibrierung liefern.

Lösungsansatz

Der PLANET-Lösungsansatz basiert auf vier Hauptaktivitäten, die durch verschiedene komplementäre Aktivitäten unterstützt werden:

Modellierung von Umwandlungs- und Speichertechnologien

Durch die Modellierung von Umwandlungs- und Speichertechnologien ist es möglich, in den Netzplanungs-, Netzbetriebs- und Netzmanagement-Tools den Einfluss dieser Technologien auf reale Anwendungen zu untersuchen. Dabei berücksichtigen die Modelle sowohl den Strom- und Gasbedarf als auch die Antwortzeit des Stromnetzes. So können auch Möglichkeiten zur Bereitstellung schneller Netzdienstleistungen wie die Frequenz- und Spannungsregelung bewertet werden. Folgende Technologien zur Umwandlung und Speicherung werden berücksichtigt:

- Power-to-Gas – hochreines Methan zur direkten Einspeisung ins Gasnetz
- Power-to-Heat
 - In konventionellen Fernwärmesystemen – Centralised Power-to-Heat, CP2H: Kopplung großer Wärmepumpen mit traditionellen Lösungen zur Wärmespeicherung
 - In lokalen P2H-Anwendungen (LP2H): Kopplung von Wärmepumpen mit traditionellen Speichern oder mit Speichern auf Basis von Phasenwechselmaterialien (PCM). Auch Virtuelle Energiespeicher (VES), die die thermische Trägheit von Gebäuden nutzen und Wärme-/Kälteanlagen mit thermischen Speichermöglichkeiten werden hier betrachtet.
 - Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Kombination von Netz- und Umwandlungs-/Speichermodellen

Die Kombination von Modellen für Strom-, Gas- und Wärmenetze und von Modellen zu Umwandlungs- und Speichertechnologien wird simuliert. Damit wird untersucht, welche Auswirkungen die Umwandlung auf die Stabilität, Zuverlässigkeit und Reaktionsfähigkeit des Netzes hat.

Entwicklung eines Decision Support Systems (DSS)

Dies ist die Grundlage für eine sektorenübergreifende Betriebseinsatzplanung und ein sektorenübergreifendes Netzmanagement. Dabei werden Synergien und Energieflüsse zwischen den Strom-, Gas- und Wärmenetzen berücksichtigt. Es dient der Identifizierung und Evaluierung optimaler Strategien zum Einsatz und Betrieb von Umwandlungs- und Speichersystemen in Verteilnetzen. Das DSS überwacht das Verteilnetz und ermöglicht Netzplanern, Netzbetreibern und politischen Entscheidungsträgern unter anderem

- das Gesamtsystemverhalten zu bewerten,
- Anlagen zu optimieren sowie Stabilität, Bilanz und Sicherheit des Stromnetzes zu überprüfen,
- technisch-wirtschaftliche Abwägungen zwischen Speichertechnologien vorzunehmen und deren finanzielle Tragfähigkeit zu bewerten,

- Szenario-basierte Analysen durchzuführen, um Kosten und Zielmerkmale des Umwandlungssystems zu untersuchen,
- Forschungsaktivitäten so zu lenken, dass sie zum einen den Netzerfordernissen am besten gerecht werden, zum anderen aber auch den Einfluss von Speicher- und Umwandlungstechnologien veranschaulichen – und zwar auch hinsichtlich sekundärer Aspekte wie dem Wohnraumklima und dem Wohlbefinden der Endkunden.

Einfluss von Politik- und Marktmodellen

Aktuelle regulatorische Vorgaben und Empfehlungen für Politik- und Marktreformen für P2G und P2H werden evaluiert, um technologieneutral den Weg für deren Einsatz so zu ebnet, dass es den größtmöglichen Vorteil für Gesellschaft und Umwelt hat.

Zusätzlich zu den vier Kernaktivitäten werden im PLANET-Projekt ergänzende Aktivitäten durchgeführt, die die Einführung der entwickelten Lösungen untersuchen und unterstützen. Beispiele hierfür sind:

- Konzeptionierung von IKT-Schnittstellen zu Energienetzen und -anlagen (P2G, P2H, Speicher, PCM, BHKW), die Netzdienstleistungen bereitstellen, um deren effizienten Betrieb im Stromnetz zu ermöglichen.
- Definition und Einbringung von Normungsvorschlägen für die definierten IKT-Schnittstellen in die entsprechenden Normungsgremien, um so einen Konsens der Industrie und einen raschen sowie reibungslosen Einsatz im gesamten Energiesystem zu erreichen.

Systemarchitektur

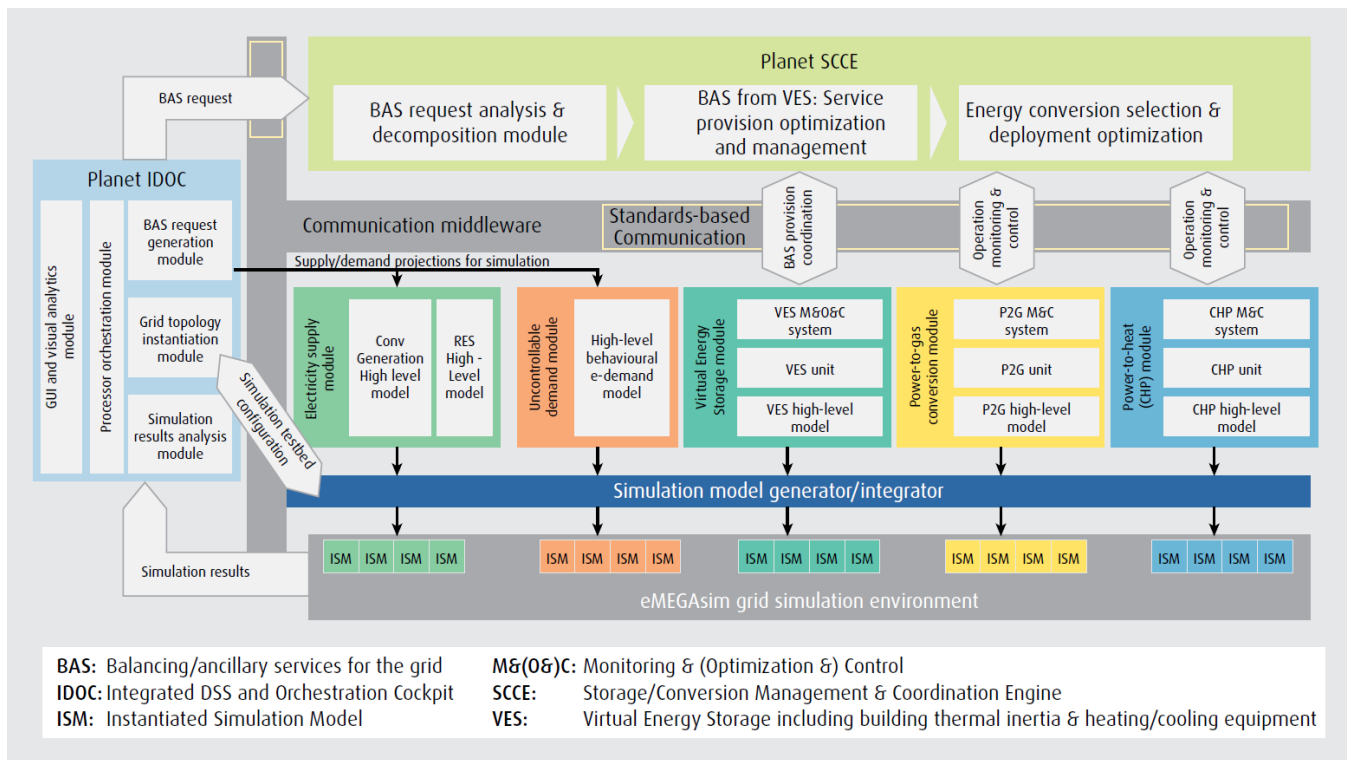


Bild 2 Systemarchitektur

Bild 2 gibt eine Übersicht über die PLANET-Systemarchitektur, die für die Untersuchung und Evaluierung von im Netz eingesetzten Umwandlungs- und Speichertechnologien verwendet wird. Sie enthält vier funktionelle Hauptbestandteile:

- die dynamische Netzsimulationsumgebung (unten)

- das Prozessmanagementmodul (SCCE) für Speicher- und Umwandlungstechnologien (oben)
- die IDOC-Orchestrierungskomponente (links)
- die Speicher- und Umwandlungstechnologien (Mitte).

Die Module in der Mitte des Architekturdiagramms (Supply, Demand, VES, Power-to-Gas, Power-to-Heat) sind von besonderer Bedeutung, da sie das PLANET-Optimierungsframework mit dem Netzsimulator verbinden, der die Projektergebnisse validiert. Diese Modelle ersetzen vor allem die Stromversorgung, den Strombedarf, virtuelle Energiespeicher und physikalische Umwandlungssysteme künftiger Verteilnetze und repräsentieren zusammen mit dem Netzsimulator die »physikalische Welt«, mit der das PLANET-ICT-System (IDOC, SCCE & Middleware Components) interagiert. Um diese Mittlerrolle ausreichend erfüllen zu können, müssen die Schnittstellen klar definiert sein. Die Schnittstellen zur Netzsimulationsumgebung enthalten High-Level-Modelle der elektrischen Antwort jedes Systems, die dann vom Generator in ein Simulationsmodell übersetzt werden – zum Beispiel automatisch erstellte Simulink-Modelle, die entsprechend konfiguriert sind, um ihr exaktes Antwortverhalten bezüglich Erzeugung/Verbrauch während der Simulation darzustellen.

Die oberen Schnittstellen zu anderen Systemkomponenten hängen von den Modellen ab. Die Module »Stromversorgung« und »nicht-steuerbare Nachfrage« sind die Haupthebel für das PLANET-ICT-System, um die Simulationsumgebung mit den erwarteten Supply/Demand-Eigenschaften in den ausgewählten künftigen Energiesystemszenarien aufzusetzen.

Es ist vorgesehen, möglichst viele der im Projekt entwickelten Softwaremodule, vor allem gemeinsam entwickelte Software-Infrastrukturteile, als Open-Source- Module zu lizenzieren.

Die PLANET-Modelle werden in Labor- und Feldtests validiert. Netzsimulationen zur Bewertung der Projektergebnisse finden im Smart Energy Grid Lab von Politecnico di Torino statt. Entwicklungs- und Optimierungsaktivitäten der P2G-Prozesse nutzen das vom VTT Technical Research Centre of Finland entwickelte und vermarktete Apros Simulations-Framework [2], das notwendige Erweiterungen und zusätzliche Modelle für die PLANET-Aktivitäten bereitstellen wird. Die Kalibrierung der P2H-Modelle wird zum einen an dem französischen Pilotstandort des Verteilnetzbetreibers Sorea in Saint-Julien Mondenis durchgeführt. Das Unternehmen versorgt dort Kunden in Wohn- und Gewerbegebäuden. Ein weiterer Pilotstandort liegt in Italien, wo das Multi-Utility-Unternehmen Iren Wohngebäude versorgt, die an das Fernwärmenetz in Turin beziehungsweise in Parma angeschlossen sind.

Weitere Informationen zum Projekt erhalten Sie unter www.cordis.europa.eu/project/rcn/211953_en.html sowie unter <https://www.h2020-planet.eu>

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
Dipl.-Ing. (FH) Andrea Schröder

Systemzustandsprognose und -bewertung für die Betriebsplanung elektrischer Übertragungsnetze unter Berücksichtigung von Unsicherheiten

Auszug aus Dissertation, ISBN 978-3-941704-77-0

Prüfung 26.04.2018

Zusammenfassung

Durch den fortwährenden Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Primärenergieträger (EE-Anlagen) und die zeitgleich erfolgende Integration nationaler Märkte für elektrische Energie in einen gemeinsamen Markt verändert sich die Nutzung des europäischen Übertragungsnetzes. Durch die hohe Volatilität des Einspeiseverhaltens der EE-Anlagen und kurzfristiger Handelsaktivitäten weicht die Vorhersage der Netznutzung häufig signifikant von den tatsächlich eintretenden Situationen ab. Diese Prognosefehler sind für die Gewährleistung der Systemsicherheit relevant, werden aber z.B. im Rahmen europäischer Betriebsplanungsprozesse bisher nicht berücksichtigt.

Ziel dieser Arbeit ist daher die Entwicklung eines Vorschlags für die Erweiterung der aktuell eingesetzten Betriebsplanungsprozesse zur Berücksichtigung von Unsicherheiten der Netznutzung bei der Prognose und Bewertung zukünftiger Systemzustände des elektrischen Übertragungsnetzes.

Diese Erweiterung erfordert die Modellierung der Prognosefehler der für die Netznutzung relevanten Parameter sowie deren stochastischen Abhängigkeiten. Da die Problemgröße und die Komplexität der Zusammenhänge eine analytische Ermittlung probabilistischer Netznutzungsfälle nicht zulässt, wird auf einen simulativen Lösungsansatz auf Basis der Monte-Carlo-Methode zurückgegriffen.

Die sehr große Anzahl der mit Hilfe der Simulation ermittelten probabilistischen Netznutzungsfälle lässt eine Ermittlung und Bewertung der aus diesen Netznutzungsfällen resultierenden Systemzuständen mittels Lastflussrechnungen nicht zu. Daher erfolgt die Identifikation der Netznutzungsfälle, deren resultierender Systemzustand potenziell Verletzungen betrieblicher Grenzen aufweist und somit kritisch ist, durch ein auf der Basis statistischer Methoden entwickeltes Verfahren. Sofern die Anzahl der potenziell kritischen Netznutzungsfälle die Verarbeitungskapazität des Betriebsplaners überschreitet, ermöglicht ein abschließender Verfahrensschritt die Selektion repräsentativer Netznutzungsfälle.

Die exemplarischen Untersuchungen bestätigen, dass mit Hilfe des gewählten Modellierungsansatzes die Prognosefehler der Einflussfaktoren nachgebildet werden können.

Weiterhin ist die entwickelte Methode zur Ermittlung und Bewertung zukünftiger Systemzustände in der Lage, potenzielle kritische Netznutzungsfälle zu identifizieren und kompatibel mit den aktuellen Betriebsmittelplanungsprozessen. Letzteres wird insbesondere durch die Möglichkeit der Selektion repräsentativer Netznutzungsfälle gewährleistet.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Oliver Scheufeld
Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts

Weiterbildung

Seminare

FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Erfassung und Auswertung

26.-27.06.2018 in Köln

Seminarleitung

*Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts,
FGH e.V., Aachen*

Die den Letztverbrauchern dargebotene Versorgungszuverlässigkeit steht als meistbeachtetes Qualitätsmerkmal der Versorgung mit elektrischer Energie im Mittelpunkt des Interesses von Netzbetreibern wie Aufsichtsbehörden und ist auf gesetzlicher Grundlage von den Netzbetreibern zu erfassen. Ferner bilden sie die Bewertungsgrundlage für die Qualitätsregulierung elektrischer Verteilungsnetze in Deutschland und anderen europäischen Ländern.

Die Erfassung und Analyse von Störungen und Versorgungsunterbrechungen im Netzbetrieb wird somit zu einer zentralen Aufgabe. Aussagekräftige Statistiken sind die Grundlage für die Versachlichung der Diskussion um Kosten und Qualität und liefern einen wesentlichen Beitrag für eine Vielzahl von Entscheidungen der technischen und auch wirtschaftlichen Planung. Insbesondere sind sie unersetzlich, um die Auswirkungen strategischer Entscheidungen auf den Netzbetrieb unter Berücksichtigung der Qualitätsregulierung zu bewerten und zu überwachen.

Die Erfassungsschemata für die FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik und – damit weitgehend identisch – die OE-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik stellen hier eine bewährte und zielorientierte Methodik zur Verfügung und garantieren eine vollständige Deckung der Anforderungen der Bundesnetzagentur und der Energie-Control Austria an die Erfassung von Versorgungsunterbrechungen.

Die Struktur der Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik, der Erfassungsumfang sowie die Auswer-

tungsmöglichkeiten werden erläutert. Anhand von praxisnahen Übungen werden die Teilnehmerinnen und Teilnehmer auf die Erfassung und Analyse von Störungen und Versorgungsunterbrechungen im Netzbetrieb vorbereitet.

Neben der Vermittlung der aktuellen Erfassungsschemata mit allen relevanten Merkmalen, werden auch die Hintergründe der Gestaltung der Statistik beleuchtet. Dazu werden jeweils Erfassungsziele hinsichtlich Auswertemöglichkeiten und Vorgaben der Bundesnetzagentur zur Erfassung von Versorgungsunterbrechungen erläutert. Dies erfolgt sowohl anhand von Übersichtsvorträgen als auch von praktischen Übungen, bei denen zur Erleichterung der erforderlichen Eingaben das Programm InterAss eingesetzt wird. Zusätzlich werden die üblichen Kennziffern zur Beschreibung der Verfügbarkeit und die verschiedenen Möglichkeiten zur Auswertung sowie deren Interpretation und Aussagegehalt vorgestellt.

Dieses zu den Klassikern im Weiterbildungsprogramm der FGH gehörende Seminar, das in Zusammenarbeit mit dem FNN angeboten wird, konnte auch 2018 mit guter Resonanz durchgeführt werden.

Grundlagen der Netzschutztechnik

10.-11.04.2018 in Mannheim

30.-31.10.2018 in Köln

Seminarleitung

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

Kenntnisse an den Schnittstellen des eigenen primären Arbeitsgebietes für Mitarbeiter von Netzplanung und -betrieb sorgen für reibungslosere Betriebsabläufe und vermeiden Missverständnisse. Daher hat die FGH auf Anregung des AKEI ein Seminar zu den Grundlagen der Netzschutztechnik konzipiert, das nicht den Anspruch hat, Experten für Schutztechnik gerecht zu werden, sondern allen, die mit Schutztechnik im Rahmen ihrer Tätigkeiten in Berührung kommen, die erforderlichen Kenntnisse vermitteln soll. Es ist auch als Einstieg in die Netzschutztechnik geeignet.

Vermittelt werden die wesentlichen Grundlagen der Netzschutztechnik, z.B. der Kurzschlussstromberechnung, Schutzprinzipien und Fehlerdetektionsmechanismen. Diese werden durch Anwendungsbeispiele und praktische Hinweise ergänzt. Behandelt werden auch die am häufigsten eingesetzten Schutztechniken in elektrischen Netzen inklusive eines Überblickes über Parametrierungsmöglichkeiten und -erfordernisse. Aufgrund der großen Bedeutung des Themas wurde ein gesonderter Beitrag zum Schutz von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen ergänzt.

Das Seminar wurde seit seiner Einführung 2007 mittlerweile mehr als zwanzigmal erfolgreich durchgeführt.

Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis

13.-15.03.2018 in Darmstadt

11.-13.09.2018 in Wolfenbüttel

Seminarleitung

Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts,

FGH e.V., Aachen

Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen sind in der jahrzehntelangen Anwendung bewährte und in den Berechnungsgrundsätzen unverändert gebliebene Werkzeuge. Sie gehören aber auch zu den Standardwerkzeugen der Netzbeziehung, da sie immer noch die Basis für vielfältige Bewertungsaufgaben in Netzplanung, Netzbetriebsplanung und -betrieb bilden. Daher bietet die FGH dieses Seminar regelmäßig weiterhin an. Im Seminar werden die Grundkenntnisse der Lastfluss- und Kurzschlussberechnungsverfahren sowie der Modellierung von Energieversorgungssystemen für die praktische Arbeit vermittelt. Auf die relevanten VDE-Vorschriften, insbesondere die aktuelle Version der DIN VDE 0102 zur Kurzschlussstromberechnung, wird ebenso eingegangen wie auf Probleme und Lösungen bei der Datenbeschaffung. Neben typischen grundlegenden Aufgaben – z.B. Grundlastfluss- und Ausfallrechnung, Berechnung maximaler und minimaler Kurzschlussströme – werden auch spezielle Frage-

stellungen wie die Netzwerkreduktion, die Lastflussoptimierung mit aufgabenstellungsspezifischen Zielfunktionen und die Zustandsestimation als wichtige Bestandteile der Netzplanung und Netzbetriebsführung behandelt. Zu allen Themen werden praktische Übungen bzw. Demonstrationen am Rechner mit der aktuellen INTEGRAL-Version durchgeführt, bei denen die theoretischen Inhalte praktisch aufgearbeitet und die erzielten Ergebnisse diskutiert werden. Ein Teil der Übungen ist dabei als freie Netzplanungsaufgabe konzipiert, bei der die wirtschaftlichste Lösung unter Einhaltung der technischen Randbedingungen prämiert wird. Zudem sind aufgrund der hohen Relevanz von Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen bei der Anschlussprüfung von Erzeugungsanlagen einzelne Übungen entsprechend thematisch ausgerichtet.

Dieses mit einer großen Tradition verbundene Grundlagenseminar wurde auch im Jahr 2018 zweimal durchgeführt.

Leistungselektronische Anwendungen in elektrischen Netzen

26.-27.09.2018 in Darmstadt

Seminarleitung

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson,

Technische Universität Darmstadt

Die Bedeutung leistungselektronischer Komponenten in der elektrischen Energieversorgung hat stark zugenommen. Dabei ist die Leistungselektronik nicht nur wie bisher auf der Verbraucherseite zu finden, sondern für nahezu alle Netzanbindungen von Erzeugungseinheiten im Bereich Photovoltaik und Windenergie; und auch für Betriebsmittel der Übertragung und Verteilung werden sie verstärkt diskutiert. Daher sind aus Systemsicht nicht nur die Netzurückwirkungen der leistungselektronischen Betriebsmittel zu betrachten, sondern auch deren Regeleigenschaften spielen für die Netzplanung und den Netzbetrieb eine zunehmende Rolle.

Deshalb bietet die FGH dieses Seminar seit 2013 an. Die Teilnehmer werden durch eine komprimierte

Darstellung der theoretischen Grundlagen zu den Bauelementen und der Systematik der leistungselektronischen Schaltungen in die Lage versetzt, reale leistungselektronische Schaltungen ähnlichen Aufbaus anhand des Verhaltens einordnen zu können. Darauf aufbauend werden verschiedene Anwendungen leistungselektronischer Betriebsmittel vertiefend behandelt, wobei das Spektrum sowohl die leistungselektronischen Anbindungen regenerativer Erzeugungsanlagen, als auch die Betriebsmittel HGÜ und FACTS umfasst. Neben diesen Betriebsmitteln, welche aufgrund der Energiewende für die Umgestaltung der Netze eine verstärkte Rolle spielen, werden aber auch die umrichter gesteuerten Antriebe betrachtet, um speziell die starken Einflüsse auf die Spannungsqualität der Netze aufzuzeigen. Im letzten Seminarblock werden Fragen zur Modellierung leistungselektronischer Komponenten für die Netzbeziehung sowie Berechnungsmethodiken behandelt. Besonderer Nachdruck wird dabei auf praxisgerechte Vorgehensweisen und Zusammenhänge mit den Netzanschlussregeln gelegt.

Sternpunktbehandlung

19.-20.06.2018 in Köln

Seminarleitung

Dr.-Ing. Thomas Weber,

Schneider Electric GmbH, Seligenstadt

Das übergeordnete Ziel des Seminars ist es, die Teilnehmerinnen und Teilnehmer 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 Teilnehmerinnen/Teilnehmer 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.

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 belebt. Das Thema wird abgerundet durch die Analyse von Anforderungen aus Sicht der Dimensionierung der Anlagen und Betriebsmittel sowie der Wahl geeigneter Schutztechnik.

Während des Seminars bietet sich die Gelegenheit zum intensiven fachlichen Austausch mit Referenten und anderen Teilnehmern.

Workshop

Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102: Erweiterungen, Änderungen und Datenversorgung

7.03.2018 in Mannheim

Workshopleitung

*Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson,
TU Darmstadt*

Die Norm VDE 0102 ist die deutsche Fassung der europäischen Norm EN 60909-0, inhaltsgleich mit der internationalen Norm IEC 60909-0. Sie bildet die wesentliche Grundlage für Kurzschlussstromberechnungen, sowohl für die Planung elektrischer Netze, als auch für Überlegungen zum Kurzschlusschutz und für die Prüfung betrieblicher Maßnahmen. Mit der normativen Fassung einer Berechnungsvorschrift stellt sie den Stand der Technik dar, an dem sich die Betreiber elektrischer Drehstromnetze auch aus rechtlichen Gründen orientieren.

Die zunehmende Durchdringung der Netze mit umrichterbasierten dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) und deren in den Netzanschlussregeln geforderte Blindstromeinspeisung zur dynamischen Netzstützung bei Kurzschlüssen wurden bisher in der Norm nicht behandelt. Der Einfluss der Blindstromeinspeisung konnte daher nur mit

alternativen Berechnungsverfahren untersucht werden. Solche Berechnungen weisen aber aus, dass abhängig von der Durchdringung mit Erzeugungsanlagen und Berechnungszweck eine Vernachlässigung nicht sachgerecht ist.

Dieser Umstand wurde zum Anlass für die Überarbeitung der IEC 60909-0 genommen. Die auf Anregung und unter maßgeblicher Beteiligung des deutschen Normengremiums DKE UK 121.1 überarbeitete Fassung von IEC 60909-0 und damit auch EN 60909-0 und VDE 0102 wurden 2016 angenommen und bilden nun nach einer Übergangsfrist die aktuelle Richtlinie für die Berechnung der Kurzschlussströme.

Der Workshop vermittelte die wesentlichen Änderungen der VDE 0102. Dazu wurden zunächst die Grundlagen der heutigen Normfassung sowie das Verhalten umrichterbasierter Erzeugungsanlagen vorgestellt, bevor – neben weiteren Änderungen und Anpassungen – deren Behandlung im neuen Vorgehen detailliert betrachtet wurde. Weitere Schwerpunkte des Workshops bildeten die Datenbeschaffung für die Modelle, für welche die IEC 60909-0 regelmäßig auf Herstellerangaben bzw. Messergebnisse verweist, sowie die Darstellung und Diskussion von Ergebnissen von Modellrechnungen im Vergleich der Normfassungen.

Promotionen

Im Berichtsjahr hat unser Mitarbeiter, Herr Dr.-Ing. Oliver Scheufeld, seine Dissertation erfolgreich abgeschlossen:

**Systemzustandsprognose und -bewertung für die Betriebsplanung elektrischer Übertragungsnetze
unter Berücksichtigung von Unsicherheiten**

Die Kurzfassung seiner Arbeit finden Sie auf Seite 59 dieses Jahresberichts.

Sämtliche Dissertationen stehen unter der Betreuung des FGH-Vorstands, Herrn Prof. Moser. Die Themen sind auch hier an aktuell laufende Forschungsprojekte angelehnt, etwa zur „Simulation und Bewertung von Betriebsstrategien vermaschter Offshore-HGÜ-Systeme“ (PROMOTioN, S. 51) oder „Zuverlässigkeit der Leistungsbilanzierung und Flexibilitätsstellung aus Smart Grids“ im Projekt ENSURE (S. 6) oder auch „Betriebsplanung von Smart Grids“ sowie „Marktapproximation für die Simulation des Verteilnetzbetriebs“ im Projekt enera (S. 35).

Studentische Arbeiten

Bachelorarbeiten

Auswertung der Zuverlässigkeit des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems anhand der FNN-Störungsstatistik	Sohaila Elkhatib
Richtlinienkonforme Netzintegration erneuerbarer Energien in Frankreich	Rachid Fourati
Einfluss der technischen Ausgestaltung der Elektromobilität auf die Belastung des Stromnetzes	Willem Laumen
Modellierung einer wetterbasierten Windleistungssimulation für die Bestimmung probabilistischer Zeitreihen	Yifan Ma
Analyse von Heuristiken zur PV-nach-PQ Umwandlung in der Lastflussberechnung	Mohamed Fares Sanhaji

Masterarbeiten

Grundsatzplanung von Verteilnetzen für Gewerbe- und Industriegebiete mit hoher Einspeisung aus PV-Anlagen	Patrick Niewerth
---	------------------

Mit der Einführung der Anreizregulierungsverordnung werden die Erlösbergrenzen der Netzbetreiber durch die Regulierungsbehörde festgelegt. Für die Netzplanung muss daher ein möglichst effizienter Kompromiss aus den Kosten des Netzes, der Einhaltung der technischen Randbedingungen und der Versorgungszuverlässigkeit gewählt werden. Dabei sollten für eine zukunftsorientierte Netzplanung auch Unsicherheiten in der Versorgungsaufgabe prognostiziert und bei der Planung mitberücksichtigt werden. Dies gilt insbesondere für Gewerbe- und Industriegebiete, die sich aufgrund der großen und flachen Dachflächen besonders für die Installation von PV-Anlagen eignen.

Daher wurde im Rahmen dieser Arbeit ein deterministisches Verfahren entworfen, das nach einer ersten Clusterung von Kunden zu Netzstationen Netzentwürfe erstellt. Anschließend wird eine Optimierung der Zuordnung der Kunden und der Netzentwürfe auf Basis von ermittelten Heuristiken vorgenommen. Für die einzelnen Netzentwürfe wird jeweils eine Prüfung der Betriebsmittelauslastung, Spannungshaltung, Kurzschlussströme und Zuverlässigkeit sowie eine wirtschaftliche Betrachtung durchgeführt. Aus der Analyse der Netzentwürfe für definierte Szenarien erfolgte die Ableitung einer möglichst effizienten Netzstruktur.

Implementierung und Bewertung eines neuen Ansatzes zur Lastflussberechnung	Velten Vincent Stille
--	-----------------------

Die Lastflussberechnung gewinnt mit zunehmender Komplexität der Netze an Bedeutung. Im Gebrauch befinden sich zurzeit vorrangig iterative Lösungsverfahren, wie das Newton-Verfahren, das eine schnelle Konvergenz besitzt; allerdings weist es Nachteile in seinem Konvergenzverhalten auf, insbesondere die Abhängigkeit von einer gewählten Startlösung. Mitunter konvergieren diese Verfahren nicht oder liefern eine physikalisch nicht zulässige Lösung. Im Gegensatz zu diesen Verfahren stellt die Holomorphic Embedding Load Flow Method (HELM) ein direktes Verfahren dar, welches ohne Startlösung auskommt und immer die richtige stabile Lösung findet, sofern diese existiert. Im Rahmen dieser Arbeit sind das Newton-Verfahren, das HELM-Verfahren und ein HELM-Newton-Hybrid-Verfahren hinsichtlich der Berechnungskomplexität, Berechnungsdauer und Konvergenzeigenschaft verglichen worden.

In der Untersuchung hat sich gezeigt, dass das HELM-Newton-Hybrid-Verfahren das vielversprechendste der betrachteten Verfahren ist.

Modellierung synthetischer Verteilnetze unter Berücksichtigung der regional spezifischen Versorgungsaufgabe

Christoph Wirtz

Im Rahmen der fortschreitenden Energiewende kommt es insbesondere in den Verteilnetzen zu signifikanten Umstrukturierungen des elektrischen Energieversorgungssystems, die sich beispielsweise in einer hohen regionalen und lokalen Variationsbreite der installierten Erzeugungsanlagen und Lasten zeigen. Die Unterschiede hinsichtlich der Versorgungsaufgabe spiegeln sich dabei auch in der Netzstruktur wider. Für eine Untersuchung der Auswirkung eines aktiven Verteilnetzbetriebs auf gesamtdeutscher Ebene spielen Verteilnetzdaten eine essentielle Rolle. Daher wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Modell entwickelt, das ausgehend von regional spezifischen Faktoren synthetische Verteilnetze generiert.

Öffentlich verfügbare Daten aus Geoinformationssystemen, zur Demografie sowie zur Energieerzeugung in Kombination mit einem auf der Auswertung realer Netzdaten aufbauenden probabilistischen Ansatz werden genutzt, um die Versorgungsaufgabe hochaufgelöst abzubilden. Mit Hilfe eines Algorithmus, basierend auf dem Capacitated Vehicle Routing Problem, wird auf Grundlage der modellierten Versorgungsaufgabe die Netzstruktur erzeugt. Das Verfahren ermöglicht die synthetische Modellierung von Verteilnetzen unter Betrachtung regionalspezifischer Eigenschaften.

Auftragsarbeiten – FGH e.V., FGH GmbH und FGH Zertifizierungsges. mbH

Übersicht Auftragsforschung FGH e.V.

Neben der Durchführung von Forschungsprojekten werden auch Auftragsforschungs- und wissenschaftliche Untersuchungsprojekte zu unterschiedlichsten Fragestellungen bearbeitet. Als Auftraggeber der Auftragsforschungsprojekte treten neben FGH-Mitgliedsunternehmen mit steigender Tendenz 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.

Die folgende Auflistung exemplarischer Projekte verdeutlicht das breite thematische Feld der im Geschäftsjahr durchgeführten wissenschaftlichen Untersuchungen:

- Entwicklung von Tools für Netzbetrieb und Netzbetriebsplanung für Übertragungsnetze
- Umfang erforderlicher Reservekraftwerkparcs für die Gewährleistung eines sicheren Übertragungsnetzbetriebs
- Betriebliche Einsatzkriterien zur Aktivierung der zur Netzstabilität erforderlichen konventionellen Erzeugung auf Basis von Lastflussprognosen
- Betriebsstrategien für lastflusstuernde Betriebsmittel im Übertragungsnetz
- Gutachten zum Einfluss von Netzausbaumaßnahmen auf Netzsicherheit und Übertragungskapazitäten
- Nutzenbewertung mobiler Speicher für netzdienlichen Einsatz im Verteilnetz
- Zukünftige Ausgestaltung der Qualitätsregulierung Netzzuverlässigkeit Strom in Deutschland
- Prozessgestaltung und Bewertungskriterien in der Mehrjahresschaltplanung
- TE-Messungen zu Zustandsbewertung von ONS
- Betrachtung der elektrischen und magnetischen Felder bei außergewöhnlichen Kabelverlegungsstrassen
- Gutachten zum Schadensfall an MS-Kabelsystemen
- Gutachten zu Schadensfällen an MS-Muffen und -Endverschlüssen

Im Zusammenhang mit den Forschungsprojekten 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.

Die enge, partnerschaftliche Zusammenarbeit mit dem jeweiligen Auftraggeber bietet uns die Möglichkeit, unsere Erfahrungen weiterzugeben und unsere Kompetenzen auszubauen. Nicht zuletzt fließen Erkenntnisse aus den Auftragsforschungsprojekten natürlich auch wieder in die Forschungs- und Entwicklungsprojekte sowie die Weiterentwicklung unserer Werkzeuge ein und sind somit nicht unerheblich am Erfolg dieser Arbeiten beteiligt.

Die zerstörungsfreie Prüfung mittels Ultraschall an energietechnischen Komponenten liefert hingegen der üblichen elektrischen Prüfung ein detailliertes Bild über etwaige Fehlstellen/Einschlüsse in Isoliersystemen. Eine elektrische Prüfung führt üblicherweise zur Zerstörung der Fehlerstelle und macht eine nachträgliche

Analyse unmöglich. Grundsätzlich sind abhängig vom betrachteten Material folgende Fehler detektierbar und lokalisierbar:

- Fremdstoffeinschlüsse in Isoliersystemen bis zu 200 µm
- Ablösungen bis zu Ausdehnungen von 100 µm (intakte Klebungen)
- Risse bis zu Ausdehnungen von 200 µm
- Wand-/Schichtdicken bis zu 100 µm

Jüngste Untersuchungen zeigen, dass bei geeigneter Kalibrierung sogar eine schnelle Detektion und Größenbestimmung von Einschlüssen innerhalb von wenigen Minuten möglich ist.

Des Weiteren werden bei der FGH auch grundlegende Charakterisierungen der festen oder flüssigen Isoliermaterialien bei variabler Temperatur im Labor durchgeführt. Für Prozessparameter, wie zum Beispiel der Vernetzungsgrad von Hochspannungskabeln, die während der Produktion eine fundamentale Rolle für die letztliche Qualität spielen, konnte ein adaptives Konzept für ein Onlinemonitoring in der Produktionslinie entwickelt werden. Die Bestimmung der akustischen Kennwerte erfolgt anders als in üblichen Laboren nicht nur anhand der einfachen Schallgeschwindigkeit und Schallschwächung. Ebenso wird der Frequenzbereich hinsichtlich Verzerrungen und markanten Ausprägungen im Frequenzspektrum analysiert und macht genauere Analysen möglich.

Einsatzgebiete und Werkzeuge

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

- Informations- und Kommunikationstechnik im Energienetz
- Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen
- Netzausbauplanung
- Lastflussoptimierung und Netzbetriebssimulation
- Stabilitätsuntersuchungen und dynamische Simulationen
- Instandhaltungsmanagement und -strategien
- Zuverlässigkeitsanalysen
- Modellierung betriebsmittelspezifischer Alterungsverhalten für das Assetmanagement
- Sonderauswertungen der FNN-Störungstatistik
- Störungsaufklärung
- Schadensanalysen elektrischer Anlagen
- Zerstörungsfreie Qualitätssicherung des Isoliersystems energietechnischer Komponenten
- Analyse und Parametrierung von Schutzgeräten
- Beeinflussungsproblematik
- Oberschwingungsproblematik
- Vermessung elektrischer Netze hinsichtlich Transienten und Oberschwingungen
- Messtechnische Erfassung von eingekoppelten Frequenzen in das Hochspannungsnetz
- Überspannungsberechnungen, Isolationskoordination und Ableitereinsatz
- Einsatz von leistungselektronischen Betriebsmitteln (FACTS)
- Einsatz von HGÜ-Anlagen

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

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Gregor Brammer
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
Dr.-Ing. Simon Krahl
Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts

Ausgewählte Auftragsarbeiten der FGH GmbH

FGH gewinnt GIZ-Ausschreibung für ein technisches Beratungsprojekt für das griechische Verteilnetz

Auch das griechische Verteilnetz ist geprägt von einer zunehmenden dezentralen Einspeisung mit einem hohen Anteil volatiler Energiequellen, insbesondere Solarenergie. Diese Entwicklung stellt hohe Anforderungen an die Versorgungsqualität der elektrischen Netze, insbesondere in den Bereichen Spannungsstabilität, Frequenzregelung und bei lokalen Überlastungen. In den vergangenen Jahren wurden hierzu verschiedene Vorschläge und Tools erarbeitet, um dieser Entwicklung zu begegnen und Systemstabilität zu gewährleisten.

Als ein möglicher Ansatz soll – wie auch in Deutschland aktuell in der Diskussion sowie in zahlreichen Forschungsprojekten in Erprobung – ebenso in Griechenland kundenseitige Flexibilität zur Vermeidung bzw. zumindest Verzögerung von Verteilnetzausbau verwendet werden. Dazu hat die „Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH“ ein Beratungsprojekt mit dem Ziel einer umfassenden technischen Beratung des griechischen Verteilnetzbetreibers ausgeschrieben, auf das sich die FGH gemeinsam mit einem griechischen Kooperationspartner erfolgreich beworben hat.

Der Fokus der Untersuchung liegt dabei auf steuerbaren Lasten sowie dem Einsatz von Speichern. Hierfür sollen zunächst Gesetze und regulatorische Vorgaben auf europäischer Ebene sowie die Erfahrungen anderer europäischer Verteilnetzbetreiber für den Einsatz von steuerbaren Lasten analysiert und verglichen und in einen Kontext mit den aktuellen griechischen Anforderungen und Vorgaben gesetzt werden. Der Fokus liegt dabei auf der Frage, wie zukünftig steuerbare Lasten eingesetzt werden können, um Netzengpässe zu vermeiden und die Spannungsstabilität zu gewährleisten. Aufbauend darauf wird ein Vorschlag für die technischen Anforderungen und die Kommunikation, das Vertragssystem sowie die Erstattung für die Implementierung steuerbarer Lasten und Produktdesigns erarbeitet.

Des Weiteren sollen technische Bedingungen für den Netzanschluss und Betrieb von Speichersystemen erarbeitet sowie ein diesbezüglicher Nachweisprozess definiert werden. Hierfür werden zunächst die aktuellen griechischen Netzanschlussforderungen analysiert und im europäischen Kontext der Netzkodizes betrachtet. Auf Basis dieser Analyse sollen in einem zweiten Schritt dann konkrete Empfehlungen für den Einsatz von Speichersystemen im griechischen Verteilnetz erarbeitet werden.

Das Projekt wird gemeinsam mit der Aristotle University of Thessaloniki (AUTH) durchgeführt und läuft bis Ende Februar 2019. Der Auftrag der GIZ an die FGH erfolgt im Rahmen des Projektes „Technical Assistance for Distribution Network Issues in Greece“, das von der Europäischen Kommission und dem deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie finanziert wird.

Zielmarkt- und produktspezifische Analysen von internationalen Grid Codes

Zur Vorbereitung ihrer Produkte auf die technischen Anschlussbedingungen in den jeweiligen Zielmärkten beauftragen Hersteller von Erzeugungseinheiten die FGH mit umfassenden Grid Code Analysen für eine große Anzahl europäischer und außereuropäischer Zielländer.

Diese Analysen basieren auf zwei Schwerpunkten: Zum einen werden die Inhalte der in den Richtlinien formulierten technischen Anforderungen analysiert und meist mit den in Deutschland geltenden Vorgaben oder anderen Benchmarks verglichen. Zum anderen werden die spezifischen Vorgaben zum Nachweis der Einhaltung dieser Anforderungen identifiziert und aufgezeigt. Die Ergebnisse dieser Analysen werden im Anschluss nach kundenspezifischen Kriterien aufbereitet und in einem vorgegebenen Raster übergeben.

Der Auftraggeber erhält einen Wettbewerbsvorteil, da er seine Produkte optimal für die spezifischen Anforderungen des von ihm anvisierten Zielmarktes auslegen und die entsprechenden Nachweisprozesse frühzeitig vorbereiten kann.

Unterstützung eines Verteilnetzbetreibers bei der Netzanschlussprüfung von dezentralen Erzeugungsanlagen

In 2018 hat die FGH ihr Dienstleistungsangebot für Netzbetreiber nochmals weiter ausgebaut, wobei erste Beauftragungen die bestehende starke Nachfrage verdeutlichen. Einen Verteilnetzbetreiber unterstützt die FGH GmbH beispielsweise dauerhaft mit der Durchführung von Netzanschlussprüfungen für dezentrale Erzeugungsanlagen, so z.B. mit der Bearbeitung eingehender Netzanschlussbegehren nach kundenspezifischen Vorgaben und Standards. Hierfür werden ausführliche Netzberechnungen durchgeführt und auf Basis einer Wirtschaftlichkeitsberechnung auch der jeweils geeignetste Netzanschlusspunkt identifiziert.

Neben diesen unterstützenden Dienstleistungen für noch im Planungsstadium befindliche Erzeugungsanlagen gehört zum erweiterten Portfolio auch ein umfangreiches Compliance Monitoring für bereits errichtete Anlagen. Dieses umfasst dabei die gesamte Fristenüberwachung und inhaltliche Prüfung von Anlagenzertifikaten, Konformitätserklärungen und Wiederholungsprüfungen im Namen des Kunden. Bei Bedarf kann hierfür auch ein eigens entwickeltes Software-Tool zur Verfügung gestellt werden.

Redispatch-Ermittlungs-Server: Leuchtturmprojekt der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

SOPTIM und die FGH realisieren in einem gemeinsamen Projekt den Redispatch-Ermittlungs-Server (RES) für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Transnet BW GmbH und Tennet TSO GmbH. Der RES ist dabei ein Teil der Redispatch-Plattform, die derzeit von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) aufgebaut wird. Über diese Plattform werden sie künftig die systemstabilisierenden Maßnahmen für alle Betriebsplanungsstufen (mehrere Tage im Voraus bis zur Intradayplanung) regelzonenübergreifend gemeinsam planen, koordinieren, abwickeln und überwachen. Neben einem hohen Effizienzgewinn sorgt die neue Plattform für einheitliche, transparente und sichere Prozesse im Kontext von Redispatch, Einspeisemanagement sowie anderer betrieblicher Maßnahmen, wie dem Einsatz von Querregeltransformatoren und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen. Der RES bildet dabei künftig die systemtechnische Unterstützung der planerischen Abstimmungsprozesse, bietet den ÜNB eine identische Sicht auf das deutsche Übertragungsnetz und schafft die Basis für die Auswahl geeigneter Maßnahmen.

Der Bedarf an systemstabilisierenden Eingriffen hat in den vergangenen Jahren deutlich zugenommen. Grund dafür sind der Rückbau konventioneller Erzeugungsanlagen und der enorme Zubau erneuerbarer Energien, durch die sich die Netzauslastung nachhaltig verändert hat. Mit der Redispatch-Plattform werden die steigenden operativen Aufwände sicher beherrschbar: Der RES prognostiziert künftig die Netzsituation für die relevanten planerischen Zeithorizonte Woche, Tag sowie Stunde und erkennt drohende Engpässe. Anschließend ermittelt der RES aus den verfügbaren netz- und marktbezogenen Handlungsoptionen, weiteren Reserven sowie bei Bedarf auch weitergehenden Eingriffen die wirksamsten und kosteneffizientesten Maßnahmen unter Beachtung der gesetzlich gebotenen Vorränge, um den Engpass aufzulösen. Dazu optimiert der RES beispielsweise die Stellung der Querregeltransformatoren. Weiterhin werden zielführende Eingriffe in Last- und Einspeisemuster wie z. B. geänderte Kraftwerksfahrpläne und der Einsatz netzstabilisierender Reservekraftwerke bestimmt.

SOPTIM sieht der Umsetzung des RES erwartungsvoll entgegen: „Die Aufgabenstellung des Redispatch-Ermittlungs-Servers ist ein Leuchtturmprojekt der deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Signalkraft auf die europaweite Kooperation zur Sicherstellung der Systemstabilität“, freut sich Christoph Speckamp, Bereichsleiter Energiewirtschaft bei SOPTIM gemeinsam mit Dr. Simon Krahl, Leiter Systemstudien bei der

FGH. Dieser stellt fest: „Die IT-Lösung trägt dazu bei, das aktuelle Spannungsfeld zwischen den Herausforderungen des Netzausbaus, der Integration der Erneuerbaren Energien und der Systemsicherheit in Einklang zu bringen. Daher freuen wir uns umso mehr, die Expertise der FGH in das Projekt einzubringen und im Schulterschluss mit SOPTIM den RES zum Erfolg zu führen“.

Technisch besteht die Redispatch-Plattform aus dem RES und dem Redispatch-Abwicklungs-Server (RAS). Der RES wird für die Netzberechnung, -analyse und die Maßnahmendimensionierung eingesetzt. Der RAS ist für die Aktivierung und Überwachung der Maßnahmen zuständig und kommuniziert hierzu mit allen involvierten Marktakteuren. Auch nachfolgende Prozesse wie die Abrechnung sowie Transparenz- und Veröffentlichungspflichten werden vom RAS unterstützt, für dessen Umsetzung ebenfalls die SOPTIM verantwortlich ist. Die Inbetriebnahme des RES ist für 2020 geplant.

Compliance Studies für den irischen Markt

Bei in Irland errichteten dezentralen Erzeugungsanlagen ist gemäß der dort geltenden Netzanschlussregel Eir Grid Code 6.0 eine Vermessung der Erzeugungsanlage zum Nachweis der Erfüllung der technischen Anforderungen erforderlich. Die so gewonnenen Messergebnisse werden als Mess- und Analysebericht in einer sogenannten Compliance Study ausgearbeitet und in einem vorgegebenen Template an die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (Eir-Grid bei Netzanschluss in Irland, Soni in Nordirland) übermittelt. In diesem Zusammenhang wurde der Bereich Innovation & Consulting von zwei Herstellern von Windenergieanlagen beauftragt, diese Compliance Study, mit welcher die Erfüllung der technischen Anforderungen bestätigt wird, für deren projektierte Windparks zu erstellen. Geprüft wird dabei insbesondere die Einhaltung der Vorgaben

- an die Wirkleistungsregelung nach Vorgabe des Netzbetreibers,
- an die (schnelle) frequenzabhängige Wirkleistungsregelung
- sowie an die Blindleistungsregelung.

Geordert wurde ein festes Abrufkontingent an Windparks, von welchem bereits bis Ende 2018 die ersten fünf erfolgreich bearbeitet werden konnten und der Rest bis Ende 2019 folgen wird. Weiterhin laufen bereits erfolgversprechende Akquisegespräche mit einem weiteren Hersteller.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts
Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brelie

Ausgewählte Auftragsarbeiten – FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH

Komponentenzertifizierung eines digitalen Schutz- und Steuersystems

Am 21. August 2018 hat die akkreditierte Zertifizierungsstelle der FGH für die Stucke Elektronik GmbH die Komponentenzertifizierung eines digitalen Schutz- und Steuersystems der Baureihe SYMAP-Compact+ erfolgreich abgeschlossen. Dem Hersteller wird damit die uneingeschränkte Konformität seines Produktes zur technischen Richtlinie des BDEW „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ 2008 inklusive deren Ergänzungen (BDEW Mittelspannungsrichtlinie) bestätigt.

Als Basis der durchgeführten Komponentenzertifizierung dienten die Ergebnisse der Typprüfungen des akkreditierten FGH-Prüflabors, das vorab umfangreiche Vermessungen des SYMAP-Compact+ vorgenommen hatte. Im Fokus der Typprüfung standen die Schutzfunktionalitäten der Komponente, insbesondere die Spannungs- und Frequenzschutzfunktionen, der Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (QU-Schutz) sowie der durch eine FRT-Grenzkurve realisierbare Eigenschutz.

Neben dem Ausweis der gemäß BDEW-Mittelspannungsrichtlinie zur Konformitätsbewertung gehörenden Eigenschaften beinhaltet das Zertifikat auf Grundlage der durchgeführten herstellereigenen Tests auch zusätzliche weitere Eigenschaften des SYMAP-Compact+ in Bezug auf die Bereitstellung und Übermittlung der Sollwerte für die Wirk- und Blindleistungssteuerung bzw. -regelung im ungestörten Netzbetrieb.

Mit Erhalt des Zertifikates erhält die Firma Stucke Elektronik GmbH gemäß den Vorgaben der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie einen unabhängigen Nachweis über die uneingeschränkte Konformität ihres digitalen Schutz- und Steuersystems.

In diesem Zusammenhang gab die Zertifizierungsstelle zudem erstmalig ein Prüfsiegel zur Aufbringung auf die fertigen Produkte des zertifizierten Typs aus, so dass dem Hersteller Stucke somit auch optisch am fertigen Produkt die nachgewiesene hohe Qualität seines Produktes bescheinigt werden kann.

Durchführung der deutschlandweit ersten Messkampagne im Kontext der VDE-AR-N 4110:2018

Das akkreditierte Prüflabor hat für einen Hersteller von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) im Herbst 2018 die deutschlandweit erste vollständige Vermessung zur Vorbereitung der Einheiten-zertifizierung nach den neuen VDE-Anwendungsregeln für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz VDE-AR-N 4110:2018 (TAR Mittelspannung) erfolgreich durchgeführt. Die Vermessung der Einheiten (140 kW bis 400 kW) erfolgte am Aachener Prüfzentrum für Netzintegration nach den Vorgaben der FGW-TR 3 in der aktuellsten Revision 25. Die optimalen Prüfbedingungen am Prüfzentrum stellten sicher, dass bei diesem Pionierprojekt sämtliche Prüfschritte von unseren erfahrenen Prüfengeuren zügig vorgenommen werden konnten.

Im nächsten Projektschritt folgt auf Grundlage des Prüfberichtes sowie weiterführender Herstellererklärungen und Simulationsmodelle eine umfangreiche Konformitätsbewertung mit abschließender Zertifizierung der vermessenen Erzeugungseinheiten.

Weitere Prüf- und Zertifizierungsprojekte der FGH stehen kurz vor dem Abschluss, so auch bei Anschluss an das Nieder- bzw. Hochspannungsnetz.

Dienstleistungen im Kontext des Einzelnachweisverfahrens (ENV)

Spätestens seit der Veröffentlichung der aktuellsten Fassungen der VDE-Anwendungsregeln 4110, 4120 und 4130 zeigt sich ein deutlicher Anstieg in der Nachfrage und Beauftragung von Dienstleistungen im Kontext des Einzelnachweisverfahrens. In diesem Zusammenhang konnte die FGH als führender von deutschlandweit nur wenigen Anbietern des äußerst komplexen Nachweisverfahrens bis Ende 2018 bereits fünf dieser Großprojekte erfolgreich bearbeiten.

Das Einzelnachweisverfahren wird grundsätzlich dann angewendet, wenn technisch und/oder ökonomisch eine Zertifizierung der verbauten Erzeugungseinheiten nicht möglich ist. Es sieht dabei zum Nachweis der Richtlinienkonformität grundsätzlich einen zweistufigen Prozess vor: Vor Inbetriebnahme muss die Ausstellung des sogenannten Anlagenzertifikat C (bisherige Bezeichnung Anlagenzertifikat S1) erfolgen, mit welchem der Planungsstand der Anlage mittels eines projektspezifisch erstellten Simulationsmodells bewertet wird. Das Simulationsmodell basiert dabei auf Angaben der Hersteller der Turbinen (oder sonstiger Antriebsmaschinen) sowie der Generatoren und der Steuerungsmodule. Auf Basis des Anlagenzertifikats C erteilt der zuständige Netzbetreiber die Erlaubnis zur Zuschaltung sowie die vorübergehende Betriebserlaubnis.

In einem zweiten Projektschritt erfolgt mit bzw. nach der Inbetriebsetzung der Anlage die sogenannte Erweiterte Konformitätserklärung (bisherige Bezeichnungen Anlagenzertifikat S2 i.V.m. der EZA-Konformitätserklärung), mit welcher der endgültige Ausbaustand der Anlage bewertet wird. Hierzu wird eine Vermessung gemäß FGW-TR3 durchgeführt, auf deren Grundlage eine Validierung des im Anlagenzertifikats C genutzten Simulationsmodells gemäß FGW-TR4 stattfindet. Die Erweiterte Konformitätserklärung bildet die notwendige Basis für die Erteilung der endgültigen Betriebserlaubnis durch den Netzbetreiber und damit den Übergang in den regulären Dauerbetrieb der Erzeugungsanlage.

Eine wichtige Grundlage für den erfolgreichen Abschluss der ersten ENV-Projekte war nicht zuletzt die gute Abstimmung und effiziente Zusammenarbeit der beteiligten Kollegen aus verschiedenen Geschäfts- und Unternehmensbereichen. Diese Erfolge sind dabei eine solide Basis für laufende erfolgsversprechende Akquisegespräche mit den größten Turbinenanbietern im Markt.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brelie
Dr.-Ing. Mark Meuser

Bericht Tätigkeiten – Überblick FGH GmbH

Die FGH GmbH hat im Jahr 2018 ihr umfangreiches Dienstleistungsportfolio für alle Kundengruppen – Netzbetreiber, Projektentwickler und Hersteller – nochmals ausgeweitet und an die aktuellen Marktbedingungen angepasst. Damit hat sie erneut ihre Flexibilität und Orientierung an den Kundenbedürfnissen sowie den sich stetig wandelnden gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen unter Beweis gestellt.

Im Themengebiet der Netzintegration erneuerbarer Energien war das Berichtsjahr ebenso wie bei der FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH stark geprägt von den aktuellen Richtlinienentwicklungen im europäischen Kontext und deren nationalen Ausgestaltungen. Die u.a. durch die Vernetzung in den relevanten Gremien und Ausschüssen erworbenen bzw. auf langjähriger Erfahrung basierenden fundierten Fach- und Richtlinienkenntnisse wurden in die Entwicklung neuer Geschäftsfelder eingebracht und in diesem Kontext im Verlauf des Jahres auch bereits vielversprechende Pilotprojekte bearbeitet (vgl. S. 70 [Auftragsarbeiten FGH GmbH]).

So unterstützt die FGH im Bereich „Innovation & Consulting“ beispielsweise Hersteller von Erzeugungseinheiten zielmarktspezifisch mit einem vielfältigen Leistungsangebot bei der Umsetzung und Einhaltung dieser (neuen) internationalen Anforderungen. Auch das Portfolio für Projektierer und Anlagenbetreiber wurde um zahlreiche neue Dienstleistungen ergänzt, die vor dem Hintergrund der europäischen Network Codes Requirement for Generators (RfG) zum einen die Unterstützung bei der Projektierung von Erzeugungsanlagen im europäischen Ausland und zum anderen auch den Ausbau des Angebotes an Vor-Ort-Inspektionen im Kontext eines umfassenden Compliance Monitorings, d.h. eines fortlaufenden Monitorings während der Betriebsphase umfassen. Weiterhin haben auch neue Dienstleistungen im Rahmen des Einzelnachweisverfahrens an großer Bedeutung gewonnen, für welches die FGH GmbH die Erzeugungsanlagen modelliert, umfangreiche Konformitätsstudien erstellt sowie insgesamt die Gesamtkoordination der Projekte übernimmt und damit maßgeblich zu einem effizienten Projektablauf beiträgt (vgl. S. 73 [Auftragsarbeiten ZGmbH – Dienstleistungen im Kontext des Einzelnachweisverfahrens]).

Das Portfolio für Netzbetreiber wurde 2018 ebenfalls ausgeweitet und es wurden bereits verschiedene Großprojekte beauftragt. So übernimmt die FGH in einem Projekt beispielsweise die Prüfung eingehender Netzanschlussbegehren (vgl. S. 71 [Auftragsarbeiten GmbH – Unterstützung eines VNB]) und ist im Rahmen des Compliance Monitoring von weiteren Netzbetreiberkunden mit stichprobenartigen Vor-Ort-Kontrollen an bereits errichteten Erzeugungsanlagen beauftragt. Im netztechnischen Consulting des Bereichs „Netz- und Systemanalysen“ wurde erneut ein breites Themenspektrum bearbeitet, das mit Stichworten wie Fragestellungen zur Sternpunktbehandlung, Kurzschlussstromberechnungen in Kraftwerken, Risikobewertungen zu Betriebsmittelausfällen und Netzplanungsaufgaben nur näherungsweise erfasst werden kann. Hervorstechend sind neue Projekte zum Einsatz von IKT in Verteilungsnetzen und der Ausgestaltung von Automatisierungskonzepten, in denen wir unsere zuverlässigkeitstechnische Expertise einbringen, die in den letzten Jahren um die Betrachtung der IKT-Zuverlässigkeit ergänzt wurde.

Auch der Bereich der Softwareentwicklung unterlag im Jahr 2018 einer überaus dynamischen Entwicklung, sowohl auf struktureller als auch auf inhaltlicher Seite. So wurde bei INTEGRAL im Rahmen der Einführung einer agilen Arbeitsorganisation zum einen mit den sogenannten INTEGRAL-Sprints ein neues System zur regelmäßigen Auslieferung neuester Software Releases auf den Weg gebracht (vgl. S. 78 [Kurznachrichten – Agile Softwareentwicklung]) und die Abteilung auch personell erheblich verstärkt. Damit reagieren wir auf die zunehmend kurzfristiger auftretenden Anforderungen unserer Kunden an INTEGRAL-Funktiona-

litäten. Zum anderen konnten spannende neue Projekte gewonnen werden, von denen u.a. das Projekt zur Ermittlung eines sogenannten Redispatch-Ermittlungs-Servers für die vier Übertragungsnetzbetreiber besonders hervorzuheben ist (vgl. S. 71 [Auftragsarbeiten GmbH – Redispatch-Ermittlungs-Server: Leuchtturmprojekt der deutschen Übertragungsnetzbetreiber]). Zudem haben wir eigene und in Zusammenarbeit mit unseren Kunden entwickelte spezielle Softwarelösungen in Support und Wartung übernommen und unsere Prozesse zur Erfüllung der damit verbundenen Service Levels optimiert. Dazu gehören Ticket-Systeme, Versionsverwaltung sowie Erstellungs- und Testprozesse für Software.

Insgesamt blickt die FGH GmbH auf ein überaus dynamisches Berichtsjahr 2018 zurück, welches durch interessante Marktentwicklungen geprägt war und in dessen Verlauf zahlreiche interessante Auftragsarbeiten sowohl angebahnt als auch abgeschlossen werden konnten.

Bericht Tätigkeiten – Überblick FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH

Die FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH mit ihren Tätigkeitsschwerpunkten Prüflabor, Zertifizierungsstelle und der neu gegründeten Inspektionsstelle war auch 2018 in allen Bereichen stark geprägt von der Entwicklung und Harmonisierung der europäischen Netzanschlussregeln im Kontext des Network Code Requirements for Generators (RfG).

Vor diesem Hintergrund ist als ein wichtiger Meilenstein die zum Ende des Jahres erfolgte Akkreditierungserweiterung und damit einhergehende Portfolioerweiterung des Prüflabors zu sehen, mit welcher seitens der FGH nun das gesamte Leistungsspektrum der Konformitätsnachweise gemäß den Anforderungen des RfG aus einer Hand angeboten werden kann. Zum erweiterten Angebot für Hersteller gehört nun das Gesamtpaket aus akkreditierter Vermessung (Typprüfung) und nachfolgender Typzertifizierung (Einheitenzertifikate bzw. Equipment Certificates/Betriebsmittelbescheinigungen) auf Einheiten- und Komponentenebene. Hierfür stellt das Prüflabor am Standort Aachen neben dem vorhandenen HiL-Prüfstand für Regelungstechnische Komponenten u.a. nun auch für die Vermessung von PV- und Speicherwechselrichtern sowie BHKWs bundesweit einzigartige Prüfstandskapazitäten bereit. Hierzu wurden die vorhandenen Prüfeinrichtungen um eine HVRT-Prüfmöglichkeit erweitert. Für diese Dienstleistungspakete ist eine große Nachfrage zu verzeichnen und es konnte bis Ende des Jahres auch bereits die erste vollständige Messkampagne erfolgreich abgeschlossen werden (vgl. S. 73 [Durchführung der deutschlandweit ersten Messkampagne im Kontext der VDE-AR-N 4110:2018]).

Im Bereich des Bestandsgeschäftes der Zertifizierung von dezentralen Erzeugungseinheiten und –anlagen war das Berichtsjahr 2018 geprägt von externen Marktentwicklungen wie etwa der aus dem neuen Ausschreibungsmodell resultierenden Marktverunsicherung auf Seiten der Projektentwickler sowie der lange unklaren Regelungen zu den Übergangsfristen in Bezug auf die Anwendung der neuen VDE-Anwendungsregeln. Insgesamt hat die Zertifizierungsstelle nun seit ihrer Gründung bereits deutlich über 2.200 Zertifikate und Gutachten für Erzeugungsanlagen sowie mehr als 220 Zertifikate für Erzeugungseinheiten und Produkte bzw. Komponenten ausgestellt und wird damit auch weiterhin ihrer führenden Rolle beim geprüften Netzanschluss dezentraler Erzeugungsanlagen gerecht.

Die große Erfahrung der Zertifizierungsstelle in der Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften wird im Geschäft für Projektierer und Anlagenbetreiber ergänzt durch zusätzliche neue Dienstleistungen der neu gegründeten Inspektionsstelle wie bspw. Konformitätserklärungen, Inbetriebsetzungserklärungen sowie Schutz- und Funktionsprüfungen, bei denen im Berichtsjahr bereits zahlreiche Projekte erfolgreich abgeschlossen werden konnten. Auch hier ist durch die Einführung der neuen VDE-Anwendungsregeln und der hier erweiterten Vorgaben an die Konformitätsbewertung ein deutlicher Anstieg der Nachfrage zu verzeichnen.

Schließlich bieten Prüflabor und Zertifizierungsstelle auch sämtliche Leistungen im sogenannten Einzelnachweisverfahren für Erzeugungsanlagen an, für die keine Einheitenzertifikate bereitstehen. Auch in der Anwendung dieses verhältnismäßig neuen und anspruchsvollen Verfahrens steht die FGH Zertifizierungsgesellschaft als der Führende von deutschlandweit nur wenigen Anbietern ihren Kunden als erfahrener Partner zur Verfügung und kann bereits auf umfangreiche und deutschlandweit einzigartige Projekterfahrung zurückblicken (vgl. S. 73 [Auftragsarbeiten FGH ZGmbH – Dienstleistungen im Kontext des Einzelnachweisverfahrens]).

Kurznachrichten – Rückblick 2018

Schneller, informativer, übersichtlicher – die neue FGH Website

Seit Mai 2018 gibt es unter der URL www.fgh-ma.de einen einheitlichen Internetauftritt aller FGH-Gesellschaften. Mit einem kundenfreundlichen Aufbau und von Grund auf neu konzeptioniertem Design wollen wir unseren Kunden und Partnern unsere Leistungen, Projekte und Produkte damit noch besser vermitteln. Die Seite befindet sich in einem permanenten Entwicklungsprozess und Anpassungswünsche können gerne jederzeit an den Bereich Presse- und Öffentlichkeitsarbeit kommuniziert werden. Als nächstes wird die Übersetzung in die englische und weitere Sprachen erfolgen sowie der Mitgliederbereich für den FGH e.V. weiter ausgefüllt.

Agile Softwareentwicklung – Sprintwechsel bei INTEGRAL

Am 30.09.2018 wurde das Major-Release der neuesten Integralversion 7.12 ausgeliefert und damit der erste Sprintwechsel bei INTEGRAL abgeschlossen. Das Konzept des Sprintwechsels umfasst viermonatige Entwicklungszyklen, bei denen mit den INTEGRAL-Kooperationspartnern jeweils vorab in einer Webkonferenz die anstehenden Arbeitspakete besprochen und festgelegt werden. Zum Ablauf des Zyklus erfolgt dann eine weitere Webkonferenz, in welcher die umgesetzten Neu- und Weiterentwicklungen in INTEGRAL vorgestellt werden. Die termintreue Umsetzung der Sprintwechsel und pünktliche Auslieferung der Software haben dabei höchste Priorität.

Das neue Konzept der agilen Entwicklung von INTEGRAL wird von den Kooperationspartnern gerne angenommen. Durch die gegebene größtmögliche Transparenz in Bezug auf die umgesetzten und anstehenden Neu- und Weiterentwicklungen der Software können sie den Entwicklungsprozess eng begleiten.

Messeteilnahmen und weitere Veranstaltungen 2018

In 2018 war die FGH öffentlichkeitswirksam auf diversen Veranstaltungen vertreten. So fanden neben den etablierten FGH-Seminaren im ersten Halbjahr zusätzlich auch exklusive Informationsveranstaltungen zu den aktuellen Entwicklungen der europäischen Netzanschlussrichtlinien statt. Diese wurden sowohl als Webinar als auch als Präsenzveranstaltungen in Mannheim und Hamburg angeboten und erfreuten sich großem Zuspruch.

Im März trat die FGH als Sponsor des Windstammtisch NRW auf. Der Einladung zu diesem Abend folgten mehr als 100 Personen und im Rahmen der Veranstaltungen ergaben sich zahlreiche Möglichkeiten für einen intensiven Austausch bezüglich der neuesten Branchenentwicklungen.

Ende des Jahres war die FGH als Aussteller auf verschiedenen Messeveranstaltungen der Windenergiebranche vertreten, wie etwa der internationalen „WindEnergy Hamburg“ und den lokalen französischen Messen „Colloque National Eolien 2018“ in Paris und „EnerGaia“ in Montpellier. Während das Ziel in Hamburg die Bekanntmachung und Etablierung neuer Dienstleistungen sowie zusätzlich auch die Kundenakquise für das Bestandsgeschäft war, erfolgten die französischen Messeteilnahmen vor dem Hintergrund eines angestrebten Eintrittes in den französischen Markt. Auf allen Veranstaltungen kam es zu zahlreichen vielversprechenden Gesprächen und konkreten Projektvorhaben. Insgesamt können wir daher auf sehr gelungene Messeteilnahmen zurückblicken.

Anschaffung von neuem Prüfequipment

Zur weiteren passgenauen Ausweitung des Portfolios von Prüflabor und Inspektionsstelle wurde 2018 neues Prüf- und Messequipment angeschafft. Neu hinzugekommen sind bspw. zwei hochgenaue DAkS-kalibrierte DEWETRON Datenlogger mitsamt Zubehör, die insbesondere im Kontext von Vermessungen im Rahmen des Einzelnachweisverfahrens und bei Typprüfungen zum Einsatz kommen sowie ein neues portables

Prüfgerät (Omicron CMC 420) für Vor-Ort-Schutzprüfungen. Für letzteres wurde seitens des Herstellers für die FGH zusätzlich ein Spannungstransformator als Ergänzung entwickelt, der eine Messung bis 600 V ermöglicht und damit insbesondere bei dezentralen Erzeugungsanlagen einen schnelleren und einfacheren Einsatz ermöglicht.

Zudem erfolgte in 2018 die Instandsetzung und Erweiterung des von der FGH als Prototyp gefertigten HVRT-Prüfcontainers. Seit Abschluss der Restauration findet der Container als kombiniertes LVRT/HVRT-Prüfsystem durch Verbindung mit dem Bestandssystem der RWTH Aachen am Aachener Prüfzentrum für Netzintegration seinen Einsatz. So steht dort ein derzeit deutschlandweit einzigartiges Prüfsystem zur Verfügung, um Typprüfungen nach den neuen Richtlinien sowohl für netzseitige Spannungseinbrüche als auch -überhöhungen vollumfänglich durchführen zu können.

Sämtliches neu angeschafftes bzw. erweitertes Equipment ist bereits in vielfältigen Projekten im Einsatz (vgl. S. 70/73 [Auftragsarbeiten FGH GmbH / FGH ZGmbH]).

Technische Anschlussregeln des VDE: Veröffentlichung der finalen Fassungen

Das Forum Netztechnik und Netzbetrieb (FNN) im VDE hat zum 1. November 2018 mit den neuen technischen Anschlussregeln (TAR) die Anwendungsregeln für den Anschluss von Kundenanlagen an die Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebene veröffentlicht. Diese bilden damit die nationale Ausgestaltung der Vorgaben des europäischen Netzkodizes Requirement for Generators (RfG) in Deutschland.

Die FGH unterstützt ihre Kunden auf Basis ihrer direkten und aktiven Mitarbeit sowohl in den Projektgruppen des VDE FNN als auch in Gremien zur Ausarbeitung der technischen Richtlinien bei FGW und DKE mit umfassenden Informationen zu den neuen Anforderungen und Nachweispflichten in Deutschland und auch international in den weiteren europäischen Mitgliedsstaaten. Solche Grid Code Analysen helfen Herstellern wie auch

Projektierern bei der zielmarkt- und produktspezifischen Berücksichtigung der neuen Anforderungen (vgl. S. 70 [Auftragsarbeiten GmbH: Zielmarkt- und produktspezifische Analysen von internationalen Grid Codes]).

Prototypenbestätigung für Windturbine

Die Zertifizierungsstelle der FGH hat für eine Windturbine eine Prototypenbestätigung ausgestellt und dieser damit erstmals die Erfüllung der entsprechenden Voraussetzungen zur Anerkennung des Prototypenstatus gemäß der neuen VDE-Netzanschlussrichtlinien VDE-AR N 4110, 4120 bzw. 4130 für Erzeugungsanlagen am Mittel- bzw. Hoch- und Höchstspannungsnetz offiziell bescheinigt.

Mit den Technischen Anwendungsregeln (TAR) des VDE wird auf Basis der Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen (NELEV) geltendes EU-Recht aus den europäischen Netzkodizes in die nationalen Regelwerke überführt. Die in den Anwendungsregeln beschriebenen Prototypenregelungen für den Anschluss neuer Erzeugungseinheiten, die noch über keine Typprüfungen und Zertifizierungen für die Netzanschlusskonformität verfügen, bauen dabei auf der etablierten Praxis im Rahmen der bisherigen Systemdienstleistungsverordnung auf. Zugleich stellen die neuen Vorgaben aber weitreichendere Anforderungen an den Umfang des Ausweises in der Prototypenbestätigung, die damit künftig eine Grundlage für Vorabbewertungen von Erzeugungsanlagen bildet.

Nachruf – Prof. Dr.-Ing. István Ehrlich

Im Mai 2018 ist unser langjähriges AKEI-Mitglied, Herr Prof. Dr.-Ing. István Ehrlich, im Alter von 64 Jahren verstorben. Herr Professor Erlich war nicht nur im Arbeitskreis Energie-Informationstechnologie (ehemals AKTR / Arbeitskreis Technisches Rechnen) aktiv, sondern hat die Arbeit der FGH auch als Referent bei Tagungen und Foren, z.B. zum Thema „Windkraft“, unterstützt. Wir danken ihm für die langjährige Zusammenarbeit.

Publikationen

Vorträge

- Brammer, G.; Schmidt, F.; Frechen, H.: Fachtagung VDE/ETG-Hochspannungstechnik, 12.-14.11.2018, Berlin
Online-Monitoring des Vernetzungsgrades VPE-isolierter Energiekabel mittels Ultraschall in der Kabelproduktion
- Kalverkamp, F.: OFATE/DFBEW – Le développement de grandes centrales PV: surfaces, autorisations, raccordement, 6.11.2018, Paris
Application de la directive RfG: retour d'expériences allemand
- Kalverkamp, F.: FGH Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 30.-31.10.2018, Köln
Schutzkonzepte für Erzeugungsanlagen in MS- und HS
- Vennegeerts H.: FGH Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 30.-31.10.2018, Köln
Kurzschlussstromberechnung – Berechnung der Einstellwerte für Schutzgeräte
- Schowe-von der Brellie, B.: 17th Wind Integration Workshop, 17.-19.10. 2018, Stockholm
Grid Code Certification in Germany – A recipe for Europe?
- Vennegeerts, H.: 16. CIGRE/CIRED-Informationsveranstaltung 16.10.2018, Essen
Herausforderungen und Lösungen in Verteilnetzplanung und -betrieb – Erkenntnisse aus FGH -Forschungsarbeiten
- Ledwon, S.: International Biogas Congress & Expo, 10.-11.10.2018, Berlin
New Grid Codes and the challenges they impose on electrical design planning of biogas powerplants
- Vennegeerts H.: FGH Seminar „Leistungselektronische Anwendungen in elektrischen Netzen“, 26.-27.09.2018, Darmstadt
Leistungsfluss- und Kurzschlussstromberechnungen
- Hoven, M.: NetzHarmonie – Workshop „Netzverträgliche Integration von Erzeugungsanlagen aus Oberschwingungssicht im Verteilnetz, 11.-12.09.2018, Berlin
Neue Verfahren und verbesserte Ansätze für die Hochspannung (Themenblock C: Bewertungsverfahren)
- Hoven, M.; Domagk, M.: NetzHarmonie – Workshop „Netzverträgliche Integration von Erzeugungsanlagen aus Oberschwingungssicht im Verteilnetz, 11.-12.09.2018, Berlin
Einführung und relevante Modelle für Netzsimulationen (Themenblock E: Netzsimulationen)
- Domagk, M.; Safargholi, F.; Hoven, M.: NetzHarmonie – Workshop „Netzverträgliche Integration von Erzeugungsanlagen aus Oberschwingungssicht im Verteilnetz“, 11.-12.09.2018, Berlin
Netzweite Simulationen in exemplarischen Netzen (Themenblock E: Netzsimulationen)
- Krahl, S.: FGH Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 11.-13.09.2018, Wolfenbüttel
Einführung
Einführung in die Theorie der symmetrischen Komponenten
Verfahren zur Lastflussberechnung
Randnetznachbildung
- Krahl, S.: FGH Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 11.-13.09.2018, Wolfenbüttel
Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung
Rechnerpraktikum Lastflussberechnung
- Moormann A.: FGH Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 11.-13.09.2018, Wolfenbüttel
Nachbildung von Betriebsmitteln
- Pfeifer P.: FGH Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 11.-13.09.2018, Wolfenbüttel
Beispiele zur Randnetznachbildung
Beispiele zur Zustandsestimation
Beispiele zur Lastflussoptimierung

- Vennegeerts, H.: NetzHarmonie – Workshop „Netzverträgliche Integration von Erzeugungsanlagen aus Oberschwingungssicht im Verteilnetz, 11.-12.09.2018, Berlin
Moderation Themenblock E: Netzsimulationen und Teilnahme an Podiumsdiskussion
- Vennegeerts, H.: FGH Seminar „FNN- Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung, 26.-27.06.2018, Köln
Erfassung der Netz- und Strukturdaten
Erfassungsschema für die Störungsstatistik
- Ziegeldorf, J.: FGH Seminar „FNN- Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung, 26.-27.06.2018, Köln
Auswertung der Verfügbarkeitsstatistik
Nutzen und Anwendung der Störungsstatistik
- Vennegeerts, H.: FGH Seminar „Sternpunktbehandlung“, 19.-20.06.2018, Köln
Symmetrische Komponenten und Berechnung des einpoligen Fehlerstromes
Einfluss der Sternpunktbehandlung auf das Störungsgeschehen
Hochspannungsnetze mit Erdschlusskompensation
- Brammer, G.: Seminar „Hoch- und Mittelspannungsschaltgeräte und -anlagen“, 18.-19.06.2018 in Aachen
Überspannungsableiter und Überspannungsschutz
- Bünger, J.; Kalverkamp, F.:OMICRON Anwendertagung 2018, 12.-14.06.2018, Berlin
Das CMC 430 im Praxistest – Schutzprüfungen im Rahmen der Energiewende
- Kalverkamp, F.: Branchentag Windenergie NRW, 12.-13.06.2018, Düsseldorf
Compliance Monitoring und Risikominimierung
- Ledwon, S.: Branchentag Windenergie NRW, 12.-13.06.2018, Düsseldorf
Bestimmung der eigentümerspezifischen Standortgüte nach der Inbetriebnahme des Windparks
- Bünger, J.: Omicron Anwendertagung 2018, 12.-14.06.2018, Berlin
Das CMC 430 im Praxistest – Schutzprüfungen im Rahmen der Energiewende
- Meuser, M; Schönhofen, C.: 7th International Energy and Sustainability Conference, 17.05.2018, Köln
Increasing grid integration capacity for distributed generation by utilizing temporary overloading capability of lines and transformers
- Meuser, M.: 7th International Energy and Sustainability Conference, 17.05.2018, Köln
Challenging developments of technical requirements for RES and how to ensure conformity
Increasing grid integration capacity for distributed generation by utilizing temporary overloading capabilities of lines & transformer
- Meuser, M.: Hannover Messe – WKZF, 26.04.2018, Hannover
EU Netzkodex RfG in der Anwendung auf Windkraftanlagen: Chancen nutzen, Risiken minimieren
- Brandt, S.: FGH Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 10.-11.04.2018, Mannheim
Schutzkonzepte für Erzeugungsanlagen in MS- und HS
- Vennegeerts H.: FGH Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 10.-11.04.2018, Mannheim
Kurzschlussstromberechnung – Berechnung der Einstellwerte für Schutzgeräte
- Moormann A.: FGH Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 13.-15.03.2018, Darmstadt
Nachbildung von Betriebsmitteln
- Pfeifer P.: FGH Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 13.-15.03.2018, Darmstadt
Beispiele zur Randnetznachbildung
Beispiele zur Zustandsestimation
Beispiele zur Lastflussoptimierung
- Vennegeerts H., Moormann A.: FGH Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 13.-15.03.2018, Darmstadt
Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung
Rechnerpraktikum Lastflussberechnung

Vennegeerts H.: FGH Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 13.-15.03.2018, Darmstadt
Einführung

Einführung in die Theorie der symmetrischen Komponenten

Verfahren zur Lastflussberechnung

Randnetznachbildung

Vennegeerts H.: FGH-Workshop „Kurzschlussstromberechnung nach VDE0102 – Erweiterungen, Änderungen und Datenversorgung“, 7.03.2018, Mannheim

Datenbeschaffung für DEA

Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 – Allgemeine Grundlagen

Ergebnisse von Modellrechnungen nach neuer Norm

Ledwon, S.: biogas – expo & congress – Trinationaler Kongress und Fachmesse, 31.-1.02.2018, Offenburg

Flexibilität und Netzintegration von Biogasanlagen

Veröffentlichungen

FGH: Vennegeerts, H.; Tran, J; Rudolph, F.; Pfeifer, P.: Metastudie Forschungsüberblick – Netzintegration Elektromobilität. VDE/FNN, <https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/20181210-metastudie-elektromobilitaet>

FGH: Vennegeerts, H.; Tran, J; Rudolph, F.; Pfeifer, P.: Metastudie Forschungsüberblick – Netzintegration Elektromobilität. VDE/bdew, <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/metastudie-von-vdefnn-und-bdew-zur-netzintegration-der-elektromobilitaet-veroeffentlicht/>

Schröder A.; Kahlen C.: Planungstool für die Optimierung von Energieflüssen und von Synergien zwischen Energienetzen. ETG-CIRED-Workshop 2018 (D-A-CH) powered by VDE Tec Summit, 13.-14.11.2018, Berlin

Brammer, G.; Schmidt, F.; Frechen, H.: Online-Monitoring des Vernetzungsgrades VPE-isolierter Energiekabel mittels Ultraschall in der Kabelproduktion. Fachtagung VDE/ETG-Hochspannungstechnik, 12.-14.11.2018, Berlin

Ahmed, S.; Pham H.: Model Based Voltage/Reactive Control in Sustainable Distribution Systems (Kapitel 12), in Rueda-Torres, J. González-Longatt, F. (Hrsg): Dynamic Vulnerability Assessment and Intelligent Control: For Sustainable Power Systems, WILEY Verlag

Ahmed, S.; Pham H.: Multi-Agent based Approach for Intelligent Control of Reactive Power Injection in Transmission Systems (Kapitel 13), in Rueda-Torres, J. González-Longatt, F. (Hrsg): Dynamic Vulnerability Assessment and Intelligent Control: For Sustainable Power Systems, WILEY Verlag

Kaatz, G.; Hoven, M.; et al.: Impedance Frequency Modelling based on Grid Data for the Prediction of Harmonic Voltages. NEIS 2018 – Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, 20.-21.09.2018, Hamburg

Schröder A.; Papanikolaou A.; Kahlen C.: Sektorenübergreifende Lösungen für ein CO2-freies Energiesystem. ew 6/2018

Schröder A.; Papanikolaou A.; Martino M.; Kahlen C.: The EU Research Project PLANET. IntechOpen Book „Smart Microgrids“ July 11th 2018, ISBN 978-1-78923-459-6

Bünger, J.; Kalverkamp, F.: Das CMC 430 im Praxistest – Schutzprüfungen im Rahmen der Energiewende. OMICRON Anwendertagung 2018, 12.-14.06.2018, Berlin

Schröder A.: EU research project PLANET. EnEff Workshop auf der 23. Internationalen Fachmesse und Kongress für Wärme, Kälte und KWK, 18. April 2018, Frankfurt

Schröder A.: EU Forschungsprojekt PLANET. 4. Dialogplattform Power-to-Heat, 11.06.2018, Berlin

Kalisch L.; Schacht D.; Vennegeerts H.; Moser A.: Zuverlässigkeit von Fahrplan- und Flexibilitätsprognosen von Verteilnetzen. ETG-CIRED-Workshop 2018 (D-A-CH): Innovationen im Verteilnetz, Berlin, Poster 1.29

Schowe-von der Brelie, B.; Scheefer, C.; Lütke-Lengerich, C.; Ansorge, A.: Grid Code Certification in Germany – A recipe for Europe? 17th Wind Integration Workshop, 17.10.-19.10.2018, Stockholm

Gremienarbeit

Mitarbeit in internationalen Normungsgremien

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

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

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

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

Normung

CLC TC8X, WG003	Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks	B. Schowe-von der Brelie
DIN NA 001-01-02-14	Arbeitskreis Koronageräusche	J. Scheffer
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
DKE AK 261.0.14	Aspekte der Netzstützung	M. Brennecke (Leiter)
DKE AK 952.0.10	Kommunikation und Modellierung	M. Zanner
DKE AK 952.0.17	Informationsmodelle und Kommunikation für dezentrale Energieversorgungssysteme	A. Schröder
DKE K 383	Windenergieanlagen	B. Schowe-von der Brelie
IEC TC57 WG 10	Power system control and associated communications – Power system IED communication and associated data models	M. Zanner
IEC TC57 WG 17	Power system control and associated communications – Communication systems for distributed Energy resources (DER)	A. Schröder
IEC TC 88, MT 21	Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines	M. Brennecke
IEC TC 88, MT 21	Control Subgroup	M. Brennecke
IEC TC 88, MT 21	Voltage ride through Subgroup	M. Brennecke
IEC TC 88, WG 27	Electrical simulation models for wind power generation	M. Brennecke
IEC TC 88, WG 27	Validation group	M. Brennecke

Verbände und Behörden

BMWi	AG Systemsicherheit der Plattform „zukunftsfähige Energienetze“	S. Krahl H. Vennegeerts
Bundesnetzagentur	Wissenschaftlicher Beirat für Regulierungsfragen	A. Moser
BWE	Wissenschaftlicher Beirat des Bundesverbands Windenergie e.V.	B. Schowe-von der Brelie
DAkKS	Sektorkomitee Erneuerbare Energien	M. Meuser
EWEA	European Wind Energy Association Working Group on European Grid Code Harmonisation	B. Schowe-von der Brelie
FGW	Arbeitskreis Verbrennungskraftmaschinen	J. Döll M. Brennecke
FGW	FA Elektrische Eigenschaften	M. Meuser
FGW TR3	Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz	J. Döll
FGW TR4	Arbeitskreis Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen	M. Brennecke
FGW TR4	Arbeitsgruppe Validierung	M. Brennecke (Vorsitz)
FGW TR8	Arbeitsgruppe Komponenten	J. Döll
FGW TR8	Arbeitsgruppe Speicherzertifizierung	J. Döll
FGW TR8	Arbeitsgruppe Zertifizierungsstellen	B. Schowe-von der Brelie
FGW TR8	Arbeitskreis Zertifizierungsverfahren	M. Meuser (Vorsitz) B. Schowe-von der Brelie
IEA R&D Wind, Task 11	Base Technology Information Exchange	B. Schowe-von der Brelie
VIK	Projektgruppe Kennzahlen in Industrienetzen	A. Brozio H. Vennegeerts

Wissenschaftliche Vereinigungen

CIGRE	Deutsches Komitee	A. Moser
CIREC	Deutsches Komitee	H. Vennegeerts
ETG im VDE	Fachbereich V2 „Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“	H. Vennegeerts A. Moser
ETG im VDE	Fachbereich V3 „Energiewirtschaft“	A. Moser
FNN im VDE	Forum	H. Vennegeerts
FNN im VDE	Expertenetzwerk Speicher	B. Schowe-von der Brelie
FNN im VDE	Projektgruppe Automatische Letztmaßnahmen	S. Krahl
FNN im VDE	Projektgruppe Einflussgrößen auf die Versorgungszuverlässigkeit	S. Krahl J. Ziegeldorf-Wächter
FNN im VDE	Projektgruppe Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz	M. Schoeneberger
FNN im VDE	Projektgruppe Störfestigkeit im Zusammenspiel von Kundenanlagen und öffentlichem Netz	H. Vennegeerts
FNN im VDE	Projektgruppe Netzintegration Elektromobilität	H. Vennegeerts
FNN im VDE	Projektgruppe Störungsstatistik	H. Vennegeerts / A. Brozio
FNN im VDE	Projektgruppe TAR Hochspannung / VDE-AR-N 4120	M. Meuser
FNN im VDE	Projektgruppe Umsetzung Spitzenkappung	S. Krahl
VDE Regio Aachen e.V.	Vorstand	A. Moser

Mitglieder

Elektrizitätswirtschaft

50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Amprion GmbH, Dortmund

AVU Netz GmbH, Gevelsberg

E.ON SE, Essen mit den Töchtern

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

e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt

EWE NETZ GmbH, Oldenburg

LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg

MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH, Nürnberg

MVV Netze GmbH, Mannheim

RheinEnergie AG, Köln

Stadtwerke Aachen AG, Aachen

SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, München

SWP Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co. KG, Pforzheim

TenneT TSO GmbH, Bayreuth

THÜGA Aktiengesellschaft, München

TransnetBW GmbH, Stuttgart

ÜWG Stromnetze GmbH & Co. KG, Groß-Gerau

Vorarlberger Energienetze GmbH, Bregenz / Österreich

wesernetz Bremen GmbH, Bremen

Westnetz GmbH, Dortmund

WSW Netz GmbH, Wuppertal

Elektroindustrie und Dienstleister

ABB AG - Division Energietechnik, Mannheim

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen

CONSENTEC GmbH, Aachen

CURRENTA GmbH & Co. OHG, Leverkusen

Elektrotechnische Werke Fritz Driescher & Söhne GmbH, Moosburg

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

GE Grid GmbH, Kassel

HSP Hochspannungsgeräte GmbH, Troisdorf

IPH Institut „Prüffeld für elektrische Hochleistungstechnik“ GmbH, Berlin

Lapp Insulators GmbH, Wunsiedel

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

P3 Energy & Storage GmbH, Aachen

PFISTERER Kontaktsysteme GmbH, Winterbach

PSI Software AG, Berlin

SPIE SAG GmbH, Langen

Schneider Electric GmbH, Seligenstadt

Siemens AG, Berlin

SOPTIM AG, Aachen

Tyco Electronics Raychem GmbH, Ottobrunn

Korrespondierende Mitglieder

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

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

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

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

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

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

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

Möller, Klaus, Prof. Dr.-Ing., Aachen

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

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

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

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

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

Präsidium

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

Präsident

Dipl.-Ing. Rainer Joswig
Geschäftsführer
TransnetBW GmbH, Stuttgart

Dipl.-Ing. Michael Rohde
Geschäftsführer
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

stellv. Präsident

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

Dr.-Ing. Martin Schumacher
Mitglied des Vorstands
ABB AG, Mannheim

Verwaltungsrat

Dipl.-Ing. Sven Behrend
Allensbach

Dipl.-Ing. Wilfried Breuer
Mitglied der Geschäftsführung
TenneT TSO GmbH, Bayreuth

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

Dipl.-Wirtsch. Ing. Ralf Christian
CEO Energy Management
Siemens AG, Erlangen

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

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

Dipl.-Ing. Rainer Joswig
Geschäftsführer
TransnetBW GmbH, Stuttgart

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

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

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

Vorsitz

Dr. Jörg Ochs
Technischer Geschäftsführer
SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, München

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

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

Dipl.-Ing. Michael Rohde
Geschäftsführer
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

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

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

Dr. Harald Schrimpf
Vorstandsvorsitzender
PSI Software AG, Berlin

Dr.-Ing. Martin Schumacher
Mitglied des Vorstands
ABB AG, Mannheim

Dipl.-Ing. Martin Schuster
Senior Adviser
PFISTERER Holding AG, Winterbach

Forschungsbeirat

Entsprechend ihrer Satzung (Artikel 11, 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

Dr.-Ing. Frank Berger
50Hertz Transmission GmbH, Berlin

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

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

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

Dr.-Ing. Wolfgang Fritz
CONSENTEC GmbH, Aachen

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

Dr.-Ing. Christian Hille
P3 energy & storage GmbH, Aachen

Dipl.-Ing. Bernd Jauch
TransnetBW GmbH, Stuttgart

Dr. Joachim Kabs
HanseWerk AG, Quickborn

Dr.-Ing. Uwe Kaltenborn,
HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH, Dresden

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

Dr.-Ing. Joachim Nilges
innogy SE, Essen

Vorsitz

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

Dr.-Ing. Ricard Petranovic
ABB AG, Mannheim

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

Dr. Martin Scheufen
Amprion GmbH, Dortmund

Dr.-Ing. Michael Schwan
Siemens AG, Erlangen

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

Dr.-Ing. Robert Strobl
Tyco Electronics Raychem GmbH, Ottobrunn

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

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

Arbeitskreis

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

Zusammensetzung des AKEI

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

Jahresabschluss

Bilanz zum 31. Dezember 2018

Aktiva

	31.12.2018	31.12.2017
	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	4.210	7.640
II. Sachanlagen		
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	7.724	7.724
2. technische Anlagen und Maschinen	19.852	21.003
3. andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	47.617	39.269
	75.193	67.996
III. Finanzanlagen		
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	314.850	314.850
Summe Anlagevermögen	394.253	390.486
B. UMLAUFVERMÖGEN		
I. Vorräte		
1. in Arbeit befindliche Aufträge	535.525	1.024.249
2. geleistete Anzahlungen	7.950	0
	543.475	1.024.249
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	195.942	148.469
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	911.463	717.456
3. sonstige Vermögensgegenstände	447	3.073
	1.107.853	868.998
III. Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks	2.333.488	2.545.340
Summe Umlaufvermögen	3.984.816	4.438.586
C. RECHNUNGSABGRENZUNGSPOSTEN	6.056	6.099
Bilanzsumme Aktiva	4.385.125	4.835.172

Passiva

	31.12.2018	31.12.2017
	EUR	EUR
A. EIGENKAPITAL		
Vereinskapital		
I. freie Rücklage § 62 Abs. 1 Nr. 3 AO	1.197.030	1.131.141
II. gebundene Rücklage § 62 Abs. 1 Nr. 1 AO	334.795	348.069
Summe Eigenkapital	1.531.824	1.479.209
B. RÜCKSTELLUNGEN		
1. Sonstige Rückstellungen	379.349	1.021.151
C. VERBINDLICHKEITEN		
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	843	274
2. Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	369.491	908.844
3. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	984.869	17.716
4. Sonstige Verbindlichkeiten	1.118.748	1.407.978
Summe Verbindlichkeiten	2.473.951	2.334.812
Bilanzsumme Passiva	4.385.125	4.835.172

Gewinn- und Verlustrechnung

	2018	2017
	ABSCHLUSS	ABSCHLUSS
	(EUR)	(EUR)
1. Umsatzerlöse	3.548.500	2.942.000
Mitgliedsbeiträge	643.800	642.300
Auftragsforschung	1.042.000	675.400
Öffentliche Zuschüsse	1.360.200	912.900
Wissenschaftliche Veranstaltungen	161.700	379.600
Weiterbelastungen Intercompany	325.000	317.400
Sonstige	15.800	14.400
2. Bestandsveränderungen (+/-)	-488.700	395.900
GESAMTLEISTUNG	3.059.800	3.337.900
3. Direkte Projektkosten	-557.400	-737.800
ROHERTRAG	2.502.400	2.600.100
4. Sonstige betriebliche Erträge	21.200	18.700
5. IPV	980.800	602.000
6. Personalaufwand	-2.141.000	-2.158.900
Löhne und Gehälter	-1.832.900	-1.843.600
Sonstige Abgaben u. Aufwand für Altersvorsorge	-308.100	-315.300
7. Abschreibungen	-13.300	-16.500
8. Sonstige Aufwendungen für Vereinsbetrieb	-1.297.400	-972.800
Verwaltungsnebenkosten	-265.300	-303.500
IPV durchlaufender Posten	-980.800	-602.000
Reisekosten	-51.300	-67.300
9. Zinsen und ähnliche Erträge	300	300
10. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-400	-5.300
11. Steuern vom Einkommen und Ertrag	0	-5.600
ERGEBNIS NACH STEUERN	52.600	62.000
12. Sonstige Steuern	0	0
JAHRESÜBERSCHUSS	52.600	62.000